

Estudio de fiabilidad de sistemas de generación eléctrica de potencia futuros con alta integración de fuentes de energía renovable.

Pablo Tapetado Moraleda

Tesis depositada en cumplimiento parcial de los requisitos para el grado de Doctor en Ingeniería eléctrica, electrónica y automática

Universidad Carlos III de Madrid

Director:

Julio Usaola García

Tutor:

Julio Usaola García

Julio 2020



Some rights reserved. This thesis is distributed under a **Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives** 4.0 International (CC BY-NC-ND 4.0)





Dedicado a mi familia



## AGRADECIMIENTOS

Tras el desarrollo de la presente tesis me gustaría agradecer al departamento de ingeniería eléctrica de la universidad Carlos III de Madrid por la ayuda para la consecución de los trabajos desarrollados.

Asimismo, agradecer la oportunidad que me ofreció el profesor Julio Usaola hace 4 años para poder realizar la tesis doctoral. Fruto de su experiencia he podido aprender un poco más sobre sistemas eléctricos. Después de todo este tiempo y duro trabajo, la experiencia que he podido acumular con él seguro que será parte fundamental de mis logros futuros. Gracias por todo.

A la universidad de Aarhus. Mi más sincero agradecimiento al profesor Martin Greiner por la oportunidad ofrecida de poder trabajar en su grupo de investigación. Ha sido una colaboración muy especial para mí por todos los conocimientos que me ha podido transmitir. En conjunto, agradecer al grupo de investigación “Sustainable energy systems” por su gran acogida y ayuda durante mi tiempo de estancia.

A Marta Victoria, mi más sincero agradecimiento por todo el tiempo que has dedicado en ayudarme con mi tesis doctoral. He aprendido mucho de ti durante los cuatro meses que hemos compartido. Espero que podamos volver a colaborar en más trabajos juntos. A parte, te deseo lo mejor.

A mis compañeros, los doctorandos, por todo el tiempo que hemos compartido juntos en ese largo y desierto pasillo. Sin lugar a duda, gracias al apoyo mutuo que hemos tenido, todo ha salido adelante, tanto este trabajo como los vuestros.

A Francisco, Daniel y Ángel. Gracias por estar ahí en los momentos difíciles. No podría expresar mayor orgullo que el de haber tenido la oportunidad de conoceros. Espero que, a pesar de que cada uno tiene su camino, puedan seguir de algún modo ligados. Mi más sincero buen deseo para vuestra vida, tanto profesional como personal.





## TRABAJO PUBLICADO Y ENVIADO

### • Artículos de revista

Título:	Capacity Credits of Wind and Solar Generation: The Spanish Case
Autores	Pablo Tapetado, Julio Usaola
Fecha de publicación	25 de Abril de 2019
Revista	Renewable Energy
Editorial	Elsevier
DOI	<a href="https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.139">https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.139</a>
Observaciones	Este material está totalmente incluido en la tesis del Capítulo 7. El material de esta fuente incluido en esta tesis no se destaca con medios tipográficos y referencias.

Título:	Exploring backup generation and flexibility requirements to complement wind, solar and hydro generation in a highly renewable Spanish power system
Autores	Pablo Tapetado, Marta Victoria, Martin Greiner, Julio Usaola
Fecha de publicación	En revisión
Revista	Energy Strategy Reviews
Editorial	Elsevier
DOI	N.D
Observaciones	Este material está totalmente incluido en la tesis del Capítulo 8. El material de esta fuente incluido en esta tesis no se destaca con medios tipográficos y referencias.

### • Aportaciones a congresos

Título:	Comparison of Different Photovoltaic Models in a Capacity Credit Evaluation
Autores	Pablo Tapetado, Julio Usaola
Fecha de publicación	17 Octubre de 2017
Congreso	7 <sup>th</sup> International workshop on Integration of Solar Power into Power Systems
Lugar	Berlin
Observaciones	Este material está totalmente incluido en la tesis del Capítulo 6. El material de esta fuente incluido en esta tesis no se destaca con medios tipográficos y referencias.



## OTROS MÉRITOS

### • Méritos de investigación

#### *Estancias de investigación en el extranjero:*

Institución:	Aarhus University
Ubicación:	Aarhus (Dinamarca)
Investigador responsable:	Prof. Dr. Martin Greiner
Periodo:	Agosto 2018-Diciembre 2018

#### *Subvenciones de investigación:*

Tipo de subvención	Beca de investigación doctorado
Nombre de convocatoria	Personal Investigador Pre-Doctoral en Formación.
Periodo:	2016-2020
Institución:	Universidad Carlos III de Madrid

Tipo de subvención	Beca de movilidad internacional de investigación
Nombre de convocatoria	Ayudas para la Movilidad del Programa Propio de Investigación
Periodo	Agosto 2018-Diciembre 2018
Institución	Universidad Carlos III de Madrid

### • Méritos de docencia

#### *Docencia impartida durante el periodo doctoral*

Grados impartidos	Grado ingeniería eléctrica, electrónica, mecánica y automática
Labor:	Docencia de laboratorios y prácticas de asignaturas eléctricas
Horas	200 horas
Periodo:	2016-2020
Institución:	Universidad Carlos III de Madrid



## RESUMEN

La integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos es un hecho totalmente establecido, así como su previsión de expansión en las próximas décadas. Su expansión futura se prevé que incluso cubra toda la generación sustituyendo a la generación térmica convencional que actualmente participa en los sistemas. Por ello, la pregunta que surge es si la energía renovable será capaz de asegurar el suministro de energía eléctrica tal y como lo conocemos actualmente, garantizando una alta disponibilidad a un coste asumible para todos los consumidores. Este incremento en la penetración renovable supone una gran influencia en la fiabilidad de los sistemas principalmente motivado por la gran incertidumbre asociada a las tecnologías renovables.

Este estudio surge por la necesidad de conocer cómo se verá afectada la fiabilidad de los sistemas eléctricos, tanto en términos de adecuación como en flexibilidad. El primero de ellos está relacionado con la capacidad que necesita el sistema para suministrar una cierta demanda mientras que el segundo se relaciona con cómo debe ser la composición de esa generación para poder adaptarse a los cambios que se producen en dicha demanda. El conocimiento de la fiabilidad de los sistemas eléctricos se realiza mediante los análisis de fiabilidad. A través de estos análisis se puede evaluar cómo será la fiabilidad de los sistemas eléctricos que se han planificado para el futuro próximo, tanto a medio como a largo plazo. En este trabajo se desarrolla la metodología necesaria para realizar las evaluaciones de fiabilidad que se aplican a los diferentes casos de estudio expuestos para caracterizar el efecto a la fiabilidad de diferentes tecnologías. La metodología de evaluación de la fiabilidad que permite obtener un enfoque correcto para analizar la incertidumbre de las energías renovables es la basada en el análisis probabilístico de cada uno de los recursos (eólicos y solares). Este enfoque se complementa además con la herramienta de cálculo Monte-Carlo secuencial siendo ésta una de las más adecuadas para la resolución de problemas estocásticos con gran cantidad de variables aleatorias.

Previo a la evaluación de fiabilidad de los sistemas eléctricos, se debe desarrollar en conjunto una metodología para caracterizar los sistemas eléctricos. Esta caracterización se lleva a cabo por medio de modelos que permiten simular el comportamiento de cada tecnología y sistema considerado mediante series temporales de generación eléctrica. Este trabajo está enfocado en el análisis de la situación del sistema eléctrico español y por ello, el trabajo implementa diferentes modelos de tecnología que son: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica de concentración, hidráulica de embalse, bombeo hidráulico, almacenamiento por baterías electroquímicas, carbón, ciclo combinado y nuclear. Todas estas tecnologías se implementan en un modelo de sistema eléctrico que permite integrar todas ellas y que está enfocado en el análisis de aquellas que se ven afectadas por el clima.

Los casos de estudio presentados persiguen el objetivo de conocer cómo es la fiabilidad futura del sistema eléctrico español. La consecución del mismo se lleva a cabo mediante el planteamiento de dos casos de estudio separados. Por un lado, el caso relacionado con la adecuación del sistema y por otro lado el relacionado con la flexibilidad.

La evaluación de la adecuación se ha planteado calculando la fiabilidad del sistema en diferentes escenarios. Cada uno de los escenarios corresponde a diferentes marcos temporales que representan etapas sucesivas de incremento renovable. El caso de estudio tratado permite observar la baja contribución de las energías renovables, tanto eólica como solar, a la fiabilidad

de los sistemas eléctricos a pesar de aumentar de forma considerable la capacidad del sistema. A pesar de estos resultados, cabe destacar que la participación eólica a la fiabilidad es más constante que la solar fotovoltaica. Esta última presenta buenos resultados de contribución a la fiabilidad cuando el sistema integra poco porcentaje solar pero malos resultados cuando la integración es alta o muy alta. El principal factor que afecta a la contribución a la fiabilidad de estas tecnologías es la correlación que existe entre su producción de energía y el consumo de la misma por parte de la demanda. Cuando el consumo y generación no están correlacionados se imposibilita la situación en la que las tecnologías eólica y solar son las únicas fuentes renovables a no ser que su capacidad supere en varias veces la capacidad demandada.

Desde el lado de la flexibilidad, este trabajo incluye un caso de estudio en el que se analiza qué capacidad de respaldo necesita una cierta cantidad de generación renovable compuesta de forma completa por eólica y solar fotovoltaica. Este análisis, que representa el escenario base de estudio, se extiende añadiendo más escenarios representando la situación española en la que existe, además, gran capacidad hidráulica y almacenamiento por medio del bombeo hidráulico. El caso de estudio muestra que los sistemas requieren de cierta capacidad gestionable para poder integrar la energía renovable de carácter intermitente y no gestionable. En otras palabras, poder correlacionar la generación y la demanda para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico. Si se suma el efecto de la generación hidráulica junto con el balance que puede realizar el bombeo a través de su intermitencia entre consumo/generación, los resultados observados muestran una reducción de las necesidades de generación de respaldo. La principal conclusión que muestra el estudio referente a la situación española es que la capacidad actual que existe de generación de ciclo combinado permite integrar generación renovable hasta un máximo de alrededor al 80%. Por tanto, esta cantidad de generación actual permitiría compensar la variabilidad renovable.

## ABSTRACT

The integration of renewable energies in electrical power systems is a fully established fact, as well as its forecast for expansion planning in the upcoming decades. Its future expansion is expected to cover all generation, replacing the conventional thermal generation that currently participates in power systems. Therefore, the question that arises is whether renewable energy will be able to ensure the supply of electrical energy as it is presently, guaranteeing high availability at an affordable cost for all consumers. This increment in renewable penetration has a great influence on the reliability of the systems, mainly due to the great uncertainty associated with renewable technologies.

This study arises from the need to know how the reliability of power systems will be affected, in terms of adequacy and flexibility. Adequacy is related to the capacity that the system needs to have in order to supply a certain demand, while flexibility is related to how the composition of that generation must be with the purpose of adapting the changes that occurs in demand. The knowledge of power system reliability is carried out through reliability analyses. Through these analyses, it is possible to assess which level of reliability future planned power systems will have, both medium and long term. This work develops the necessary methodology to carry out reliability evaluations that later will be applied to the proposed cases of studies to characterize the effect on the reliability of different technologies. To obtain a correct approach for reliability studies, in which the uncertainty of renewable energies is considered, it is required to apply a probabilistic analysis for each resource. This approach is complemented by the sequential Monte-Carlo calculation tool that is one of the most suitable for solving stochastic problems with a large number of random variables.

Before evaluating the reliability of electrical systems, a methodology should be developed to characterize electrical power systems. This characterization is carried out by means of models to represent behaviour of each technology and the whole system when all of them are simulated through time series of electricity generation. This work is focused on Spanish power system and, for this reason, this study implements models for the different technology included in that power system which are: wind, photovoltaic solar, concentration solar thermal, reservoir hydraulics, hydraulic pumping, storage by electrochemical batteries, coal, combined cycle and nuclear. All these technologies are implemented in an electrical system model that integrates all of them as the whole generation fleet. This power system model named "weather-driven model" is based on the analysis of those generation particularly affected by the climate

The cases of study presented pursue the objective of knowing what the future reliability of the Spanish electricity system is like. These cases of study are divided into two categories. On the one hand, the case related to the adequacy of the power system and, on the other hand, the one related to power system flexibility.

The adequacy evaluation has been proposed calculating the reliability of the system in different scenarios. Each of the scenarios corresponds to different time frames that represent successive stages of renewable penetration. The case study accomplished shows the low participation of renewable energies, both wind and solar, in the electrical power systems reliability regarding the considerably increment in the power capacity of the system. Despite these results, it should be noted that the wind contribution to the reliability is more constant than solar photovoltaic. The latter presents good results of contribution to reliability when the system integrates a small percentage of solar penetration but bad results when the integration is high or

very high. The main factor affecting the contribution to the reliability of these technologies is the correlation between their energy production and demand consumption. When consumption and generation are not correlated, the situation in which wind and solar technologies are the only renewable sources is impossible unless their capacity exceeds the demanded capacity several times over.

From the flexibility side, this work includes a case study in which the backup capacity required by a certain amount of renewable generation made up entirely of wind and solar PV is analysed. This analysis, which represents the base scenario for the study, is extended by adding more scenarios representing the Spanish situation in which there is also high hydraulic capacity and storage through hydraulic pumping. The case study shows that the systems require a certain dispatchable capacity to be capable of integrate the intermittent and non-manageable renewable energy. In other words, to modify the mismatch between the renewable generation and demand, in order to make possible the correct operation of an electrical system. If the effect of the hydraulic generation is added together with the balance that the pumping can make through its intermittency between consumption / generation, the observed results show a reduction in the needs for backup generation and the energy curtailment. The main conclusion that this study shows for the Spanish situation is that the current capacity of combined cycle generation allows integrating renewable generation up to a maximum of around 80%. Therefore, this amount of generation would compensate for the renewable variability.



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	vii
TRABAJO PUBLICADO Y ENVIADO	ix
OTROS MÉRITOS	xi
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xv
ÍNDICE DE CONTENIDOS	xvii
LISTA DE FIGURAS	xxi
LISTA DE TABLAS	xxv
NOMENCLATURA	xxvii
 PARTE I ANTECEDENTES GENERALES, OBJETIVO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS DOCTORAL	 1
Capítulo 1. Introducción	3
1.1 Antecedentes .....	3
1.2 Situación actual del sistema eléctrico Español.....	5
1.3 Objetivos del trabajo .....	7
1.4 Estructura del trabajo .....	8
 PARTE II DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE Y METODOLOGÍA APLICADA EN LOS ESTUDIOS DE FIABILIDAD	 11
Capítulo 2. Evaluación de la fiabilidad de sistemas eléctricos. Estado del arte	13
2.1 Introducción a los estudios de fiabilidad.....	13
2.2 Evaluación de la adecuación .....	14
2.2.1 Análisis de la adecuación del sistema eléctrico de potencia .....	15
2.2.2 Métodos de evaluación .....	15
2.2.3 Índices de estimación de la fiabilidad en evaluaciones probabilísticas. ....	17
2.2.3.1 Índices de fiabilidad probabilísticos utilizando métodos analíticos:.....	18
2.2.3.2 Índices de flexibilidad probabilísticos utilizando simulaciones de Monte-Carlo. ....	18
2.2.4 Crédito de capacidad y Valor de capacidad .....	19
2.2.4.1 Definiciones de crédito de capacidad y valor de capacidad .....	19
2.3 Evaluación de la flexibilidad.....	20
2.3.1 Analogías entre adecuación y seguridad .....	22

2.4	Sistemas eléctricos en estudios de fiabilidad e integración renovable .....	24
Capítulo 3.	Metodología de cálculo aplicada en los estudios de fiabilidad .....	27
3.1	Metodología de cálculo de Monte-Carlo secuencial .....	27
3.2	Metodología de cálculo del crédito de capacidad o valor de capacidad .....	29
3.3	Metodología para el análisis de la flexibilidad del sistema eléctrico de potencia .....	30
PARTE III	MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	33
Capítulo 4.	Modelos de generación utilizados en estudios de fiabilidad .....	35
4.1	Introducción.....	36
4.2	Modelo MSIC.....	36
4.3	Generación térmica.....	38
4.4	Generación solar .....	40
4.4.1	Generación fotovoltaica .....	41
4.4.1.1	Radiación solar extraterrestre .....	41
4.4.1.2	Geometría solar.....	41
4.4.1.3	Geometría del panel FV .....	43
4.4.1.4	Atmósfera .....	43
4.4.1.5	Modelos de obtención de irradiancia horizontal .....	44
4.4.1.6	Ecuaciones de radiación incidente en el panel.....	46
4.4.1.7	Ecuaciones de conversión radiación-potencia FV. ....	46
4.4.2	Generación solar termoelectrica (STE) .....	47
4.4.2.1	Obtención de la radiación directa .....	49
4.4.2.2	Conversión irradiación-energía térmica.....	49
4.4.2.3	Conversión térmica-electricidad .....	50
4.5	Generación eólica .....	50
4.5.1	Introducción y estado del arte .....	50
4.5.2	Descripción técnica MBB .....	52
4.6	Almacenamiento energético .....	54
4.6.1	Modelado general del almacenamiento.....	54
4.6.2	Estrategias de despacho de los almacenamientos.....	56
4.6.2.1	Estrategia de prioridad de almacenamiento .....	56
4.6.2.2	Estrategia de alisado .....	57
4.7	Generación hidráulica de embalse.....	58
Capítulo 5.	Demanda gestionable .....	59
5.1	Introducción.....	59

5.2	Estado del arte .....	59
5.3	Modelado de la demanda gestionable .....	61
5.4	Metodología de cálculo .....	63
PARTE IV RESULTADOS .....		65
Capítulo 6. Comparación de modelos fotovoltaicos utilizando evaluaciones de crédito de capacidad .....		67
6.1	Introducción .....	67
6.2	Metodología .....	68
6.2.1	Sistema eléctrico utilizado .....	69
6.2.2	Parámetros de la simulación de la herramienta Monte-Carlo. ....	71
6.3	Resultados .....	71
6.4	Conclusiones .....	75
Capítulo 7. Caso de estudio 1. Evaluación de la adecuación del sistema eléctrico español. Diferencias entre crédito de capacidad y valor de capacidad .....		77
7.1	Introducción .....	77
7.2	Metodología .....	79
7.2.1	Sistema eléctrico español. ....	79
7.2.2	Generación térmica convencional.....	80
7.2.3	Unidades STE .....	80
7.2.4	Generación eólica.....	81
7.2.5	Carga.....	81
7.3	Resultados .....	83
7.3.1	Resultados del crédito de capacidad .....	83
7.3.2	Resultados del valor de capacidad .....	86
7.3.3	Resultados de las estrategias STE.....	89
7.3.4	Escenarios futuros de integración renovable en España. ....	90
7.4	Conclusiones .....	91
Capítulo 8. Caso de estudio 2. Análisis de la flexibilidad en el sistema eléctrico español .....		93
8.1	Introducción .....	93
8.2	Metodología .....	95
8.2.1	Modelado de las tecnologías renovables y almacenamiento.....	96
8.2.2	Series temporales de energía eólica, FV, hidráulica y demanda.....	96
8.2.3	Modelado de la generación de respaldo .....	98
8.2.4	Escenarios de análisis .....	98
8.2.5	Parámetros utilizados para la visualización de resultados .....	99

8.3	Resultados .....	99
8.3.1	Sistema eléctrico base. Escenario 0.....	99
8.3.2	Análisis de flexibilidad y energía de respaldo. Escenarios 1,2 y 3. .	101
8.3.3	Requisitos de la generación de respaldo.....	103
8.3.3.1	Composición de la generación de respaldo.....	105
8.4	Conclusiones.....	108
PARTE V	CONCLUSIONES GLOBALES DE LA TESIS DOCTORAL	111
Capítulo 9.	Conclusiones	113
9.1	Conclusiones.....	113
9.2	Contribuciones.....	114
9.3	Trabajos futuros.....	115
BIBLIOGRAFÍA		117

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución de los sistemas eléctricos desde 2015 hasta 2050. ....	4
Figura 1.2. Evolución del LCOE de las tecnologías eólica y FV para los años 2009-2019 [10] .....	5
Figura 1.3. Evolución de la participación renovable en el sistema eléctrico de España 2018 [11] .....	6
Figura 1.4. Perspectiva de futuro del sistema eléctrico español. [12].....	7
Figura 2.1. Evolución de los costes de los sistemas eléctricos en función del nivel de fiabilidad requerido. ....	14
Figura 2.2. Niveles jerárquicos en los estudios de adecuación. ....	15
Figura 2.3. Impacto de las energías renovables en la flexibilidad a distintas escalas temporales. [7].....	22
Figura 2.4. Relación de terminología análoga entre la adecuación y la flexibilidad. ....	23
Figura 3.1. Energía no suministrada en la carga considerando la serie temporal de disponibilidad en la generación obtenida de la suma de disponibilidades de cada unidad.....	28
Figura 3.2. Algoritmo de evaluación de la fiabilidad mediante la herramienta Monte-Carlo secuencial. ....	28
Figura 3.3. Algoritmo de cálculo del crédito de capacidad.....	30
Figura 3.4. Diagrama de la metodología para la evaluación de la flexibilidad.....	32
Figura 4.1. a) Series temporales semanales de potencia eólica, solar y de carga. b) Serie temporal de desajuste en la que la parte negativa representan la falta de suministro en la carga y la parte positiva representa el exceso de energía generada.....	37
Figura 4.2. Ejemplo de la serie temporal de disponibilidad para dos unidades de generación (figura superior) y la disponibilidad total del sistema compuesta por esas unidades de generación (figura inferior) .....	40
Figura 4.3. Esquema de caracterización del modelo FV.....	41
Figura 4.4. Geometría solar y definición de ángulos para los paneles FV. Imagen obtenida de [51].....	42
Figura 4.5. Caracterización de planta STE de concentración. ....	48
Figura 4.6. Esquema de caracterización del modelo STE de concentración.....	48
Figura 4.7. Curva de potencia típica de una turbina eólica en función de diferentes velocidades de viento. ....	50
Figura 4.8. Descripción gráfica de la metodología MBB. ....	53

Figura 4.9. Comparación entre una serie de datos de potencia eólica histórica (arriba) y una serie de datos obtenida de manera sintética mediante la técnica MBB .....	54
Figura 4.10. Diagrama de flujo de energía en una configuración general de almacenamiento reversible.....	55
Figura 4.11. a) Desajuste antes y después del efecto del almacenamiento de alta capacidad bajo la gestión con las estrategias prioridad de almacenamiento y de alisado. b) Serie temporal de potencia del despacho del almacenamiento. La parte positiva/negativa de la falta de coincidencia corresponde a la carga /descarga de almacenamiento, por lo que se representa como una entrega negativa/positiva en la serie de tiempo de almacenamiento, respectivamente. ....	56
Figura 4.12. Diagrama de flujo de energía en una central hidráulica de embalse. En este caso, el flujo de energía $q$ es unidireccional al igual que el flujo de recurso $F_s$ ....	58
Figura 5.1. Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de demanda para la obtención de la nueva serie temporal de demanda.....	63
Figura 6.1. Etapas en la conversión de la radiación solar en potencia eléctrica neta para cada uno de los modelos. ....	69
Figura 6.2. Perfiles de demanda utilizados .....	70
Figura 6.3. Crédito de capacidad (negro) and incremento de carga correspondiente al índice ELCC (gris) para diferentes niveles de penetración FV. Perfil de demanda “IEEE corregida”.....	72
Figura 6.4. Crédito de capacidad (negro) and incremento de carga correspondiente al índice ELCC (gris) para diferentes niveles de penetración FV. Perfil de demanda “IEEE”.....	73
Figura 6.5. Perfil horario de potencia FV y de demanda. ....	73
Figura 7.1. Escenarios de carga propuestos para el Sistema eléctrico español. ....	82
Figura 7.2. Curvas de potencia promediadas para los 26 años considerados. Obtenidas de una muestra aleatoria del proceso Monte-Carlo secuencial realizado. ....	83
Figura 7.3. CCs para la generación FV, eólica y STE basados en la metodología EFC. ....	84
Figura 7.4. CVs para la generación FV, eólica y STE basados en la metodología utilizada por NREL.....	87
Figura 7.5. Modificación progresiva de la carga neta según se aumenta la contribución FV. La línea negra representa la carga original antes de las contribuciones FV. Cada curva de puntos representa la carga neta después de cada agregación secuencial FV en el sistema.....	88
Figura 7.6. Modificación progresiva de la carga neta según se aumenta la contribución STE. La línea negra representa la carga original antes de las contribuciones	

STE. Cada curva de puntos representa la carga neta después de cada agregación secuencial STE en el sistema.....	88
Figura 7.7. CCs y CVs para las unidades STE utilizando las tres estrategias utilizadas de gestión de almacenamiento térmico. ....	89
Figura 7.8. CCs para cada escenario propuesto por ENTSO-e .....	91
Figura 8.1. Series normalizadas de potencia eólica, potencia solar FV, potencia demanda de electricidad y potencia hidroeléctrica para España. Los valores horarios se agregan mensualmente para mostrar la variabilidad estacional. Las series se normalizan utilizando el promedio de 26 años. ....	97
Figura 8.2. Mapa de colores que muestra la energía de reserva anual $E_B$ para el escenario 0 en función de $Y$ como expresión de la penetración VRES junto con la fracción eólica $A$ para el año 2016 en España. La línea roja representa la $A$ óptima, que minimiza la $E_B$ por cada $Y$ . Las líneas negras representan el índice de flexibilidad $f$ del sistema en función de $Y$ y $A$ . ....	100
Figura 8.3. Mapas de colores de la capacidad de energía en GWh (A) y la capacidad de potencia en GW (B) del almacenamiento ideal (sin pérdidas) para equilibrar las series temporales de desajuste en el escenario 0 sin generación de respaldo. En ambas figuras, los valores se representan en función de la generación solar y eólica. Las líneas punteadas diagonales representan la penetración de VRES en función de la demanda anual total de electricidad. ....	101
Figura 8.4. Mapa de colores que muestra la energía de reserva anual $E_B$ para los escenarios 1,2 y 3 en función de $Y$ como expresión de la penetración VRES junto con la fracción eólica $A$ para el año 2016 en España. La línea roja representa la $A$ óptima, que minimiza la $E_B$ por cada $Y$ . Las líneas negras representan el índice de flexibilidad $f$ del sistema en función de $Y$ y $A$ . ....	102
Figura 8.5. Histograma de las rampas de potencia generadas en el escenario 0 para dos tipos de configuraciones de sistema eléctrico diferentes ( $A=0$ y $A=1$ ). Ambas figuras se representan para un valor de $Y=1$ . ....	103
Figura 8.6. Energía generada por el embalse hidráulico para los escenarios 1, 2 y 3 bajo las dos estrategias. La línea negra representa la entrada de energía mensual promedio de 26 años para las centrales hidroeléctricas de embalse. La desviación en los datos históricos se indica mediante las áreas grises. ....	104
Figura 8.7. Nivel de llenado de los embalses hidráulicos para los escenarios 1, 2 y 3 bajo las dos estrategias de almacenamiento. La línea negra representa el nivel de llenado histórico promedio de los embalses de los últimos 26 años. Las áreas grises representan la desviación del nivel de los embalses durante los 26 años considerados. ....	104

- Figura 8.8. Coste sombra asociado a la restricción de flexibilidad en función de  $\varsigma$  y  $\tau$  en el Escenario 2 con la estrategia de alisado.  $\varsigma$  y  $\tau$  son las relaciones entre los costes operativos y la flexibilidad, respectivamente, para los dos tipos de unidades de generación consideradas. La estrella roja representa los valores  $\varsigma$  y  $\tau$  para el caso de ejemplo discutido en el texto. .... 106
- Figura 8.9. Coste sombra asociado a la restricción de flexibilidad en función de  $\varsigma$  y  $\tau$  en el Escenario 0,1 y 2 con la estrategia de alisado.  $\varsigma$  y  $\tau$  son las relaciones entre los costes operativos y la flexibilidad, respectivamente, para los dos tipos de unidades de generación consideradas. La estrella roja representa los valores  $\varsigma$  y  $\tau$  para el caso de ejemplo discutido en el texto. .... 107
- Figura 8.10. Curvas de duración de la carga residual promedio para los 26 años considerados aplicando ambas estrategias de gestión de los almacenamientos.... 108



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1.	Capacidad instalada en el Sistema eléctrico Español de las principales fuentes de generación en el año 2018 .....	6
Tabla 6.1.	Numeración de las ecuaciones de los modelos de Gafurov y Santos-Martin en sus respectivos estudios .....	69
Tabla 6.2.	Datos de las unidades de generación en el Sistema IEEE RTS [77] .....	70
Tabla 6.3.	Comparativa del capacidad para los modelos utilizados y trabajos de referencia...74	
Tabla 7.1.	Características de capacidad y fiabilidad de las unidades de potencia. ....79	
Tabla 7.2.	Escenarios futuros propuestos por ENTSO-e para el sistema eléctrico español ....90	
Tabla 8.1.	Potencia, energía y eficiencia de la generación hidráulica, bombeo y almacenamiento. ....95	
Tabla 8.2.	Características del sistema de potencia para diferentes escenarios y estrategias de despacho de almacenamiento. Las dos primeras columnas se refieren a la generación de respaldo para garantizar la demanda por hora. Cada valor se representa mediante el valor promedio junto con la desviación estándar para los 26 años considerados. ....104	



## NOMENCLATURA

## • Símbolos latín

$A_{SF}$	Área del campo solar STE	$m^2$
$AM_0$	Masa de aire relativa	pu
$C_B$	Potencia máxima generación respaldo	MW
$E_{pu,a}$	Radiación efectiva normalizada en el panel	pu
$E_{pu}$	Radiación efectiva normalizada	pu
$E_B$	Energía suministrada por generación respaldo	MWh
$E_{SF}$	Producción de potencia del campo solar	W-t
$E_{Wa}$	Energía requerida para calentamiento	Wh-t
$F_d$	Factor de potencia entregada por el almacén	pu
$F_p$	Flujo energía primaria almacenamiento	MWh
$F_s$	Flujo energía secundaria almacenamiento	MWh
$G_{bn,m}$	Irradiancia directa, a partir de medición	$Wm^{-2}$
$G_{bn,c}$	Irradiancia directa, a partir de cálculo	$Wm^{-2}$
$G_{dh,c}$	Irradiancia horizontal difusa	$Wm^{-2}$
$G_{dh,m}$	Irradiancia horizontal difusa	$Wm^{-2}$
$G_{h,c}$	Irradiancia horizontal global	$Wm^{-2}$
$G_{h,m}$	Irradiancia horizontal global	$Wm^{-2}$
$G_{bi}$	Irradiancia incidente directa	$Wm^{-2}$
$G_{di}$	Irradiancia incidente difusa	$Wm^{-2}$
$G_i$	Irradiancia incidente total	$Wm^{-2}$
$G_{ri}$	Irradiancia incidente reflejada	$Wm^{-2}$
$H_0$	Irradiancia extraterrestre	$Wm^{-2}$
$J_S$	Energía térmica en el almacén	Wh-t
$K_{SM}$	Factor multiplicidad solar	pu
$K_{Td}$	Índice de claridad diario	Pu
$K_{in/out}$	Conversión caudal volumétrico-potencia	MW/ (hm <sup>3</sup> /h)
$P_n$	Potencia activa neta	W
$Q_{min/max}$	Caudal volumétrico máximo/mínimo	hm <sup>3</sup> /h
$R_{oc}$	Factor de sobrecapacidad	1.05 pu
$R_b$	Factor geométrico para irradiancia directa	pu
$S_{stc}$	Características inversor en condiciones STC	VA
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	20 °C
$T_L$	Factor de turbidez Linke	pu
$V_{min/max}$	Volumen mínimo/máximo almacenamiento	hm <sup>3</sup> /h
$c_{g1}, c_{g2}$	Factores	pu
$f_{h1}, f_{h2}$	Factores	pu
$j_{D/U}$	Rampa térmica de subida/bajada en el almacén	W-t
$j_L$	Pérdidas de potencia térmica	W-t
$j_{Min/Max}$	Min/máx. energía térmica almacén	Wh-t
$j_{S-E}$	Potencia térmica (almacén-electricidad)	W-t
$j_{SF-E}$	Potencia térmica (campo solar-electricidad)	W-t

$j_{SF-S}$	Potencia térmica (campo solar-almacén)	W-t
$j_{Wa}$	Potencia térmica (campo solar-calentamiento)	W-t
$k_T$	Índice de claridad horario	Pu
$k_d$	Factor de fracción difusa	pu
$p_G$	Potencia bruta en la planta STE	W
$p_N$	Potencia neta de la planta STE	W
$p_{PL}$	Pérdidas de potencia parásita	W
$q_{in/out}$	Caudal volumétrico del almacenamiento	hm <sup>3</sup> /h
$t_{age}$	Vida útil módulos FV	(0-30) años
$t_{ds}$	Compensación horaria verano	(-1 o 0) h
$t_{hr}$	Hora del día	(0-23) h
$t_{min}$	Minutos	(0-59) min
$t_{utc}$	Diferencia de tiempo UTC	(-12, +12) h
$\Delta T$	Diferencial de temperatura	°C
FLEX	Índice flexibilidad conjunto de unidades de generación	pu
$h$	Elevación	m
$A$	Fracción solar	pu
$A_n$	Índice Anisótropo	pu
$AM$	Masa de aire absoluta	pu
$E$	Irradiancia efectiva total	Wm <sup>-2</sup>
$R$	Potencia generada almacenamiento	MW
$R^{max}$	Potencia máxima instalada en el almacenamiento	MW
$RL$	Carga residual	MW
$S$	Flujo de energía de pérdidas	MWh
$W$	Horas de calentamiento	h
$Y$	Penetración renovable en demanda	pu
$f$	Índice flexibilidad unidad de generación	pu
$n$	Día del año	(1-365) d
$p$	Presión del aire	Pa
$v$	Nivel del almacenamiento	hm <sup>3</sup>

- Símbolos griegos

$\phi$	Latitud	(-90°, +90°) Positivo Norte
$\lambda$	Longitud de la eclíptica	(-79°, +281°) Referido equinoccio de marzo.
$\varepsilon$	Oblicuidad terrestre	23.44°
$\beta$	Inclinación del panel desde la horizontal	(0°, 90°)
$\gamma$	Angulo de azimuth angle del panel of the FV	(0°, 360°)
$\alpha_s$	Ángulo altitud solar	(0°, 90°)
$\gamma_s$	Ángulo de azimuth	(0°, 360°) sentido horario Norte
$\eta_c$	Factor de pérdidas por cables	0.995 pu
$\eta_{Corr}$	Corrección de eficiencia de turbine vapor	pu
$\eta_{in/out}$	Eficiencia de entrada/salida almacenamiento reversible	pu

$\eta_l$	Factor de degradación por luz inducida	0.985 pu
$\eta_{lo}$	Factor de degradación por luz	0.985 pu
$\eta_m$	Factor de pérdidas por coincidencia	0.98 pu
$\eta_{np}$	Factor de degradación fabricante	0.99 pu
$\eta_s$	Factor de pérdidas por suciedad	0.98 pu
$\eta_{S/SF/T}$	Eficiencia campo solar, almacén y turbina de vapor	pu
$\eta_{sh}$	Factor de pérdidas por sombra	1 pu
$\eta_w$	Factor de pérdidas por coincidencia	0.98 pu
$\theta_s$	Ángulo de zenit	(0°, 90°)
$\lambda_{loc}$	Longitud	(-180°, 180°) Positivo Este
$\lambda_{std}$	Meridiano estándar	(-180°, 180°) Positivo Este de GMT
$\rho_g$	Albedo	0.2 pu
$\tau_{eot}$	Ecuación del tiempo	min
$\tau_{sol}$	Tiempo solar	(-1, 25) h
$\psi_t$	Factor de persistencia	pu
$\theta$	Ángulo de incidencia	(0°, 90°)
$\delta$	Ángulo de declinación solar	(-23.44°, 23.44°)
$\varsigma$	Relación costes entre unidades de generación	pu
$\tau$	Relación flexibilidades entre unidades de generación	pu
$\omega$	Angulo horario	(-195°, +195°)
K	Error máximo asignado al cálculo Monte-Carlo	pu

• Abreviaturas

ECPP	Central de potencia convencional equivalente “ <i>Equivalent conventional power plant</i> ”
EENS	Energía no suministrada esperada “ <i>Expected energy not supplied</i> ”
EFC	Capacidad firme equivalente “ <i>Equivalent firm capacity</i> ”
ELCC	Capacidad equivalente de agregación de carga “ <i>Equivalent load carrying capability</i> ”
FV	Fotovoltaica
HL1,2,3	Niveles jerárquicos
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
LCOE	Coste de la energía
LOEE	Pérdida de energía esperada
LOLE	Pérdida de carga esperada
LOLF	Frecuencia de pérdida de carga
MBB	“ <i>Moving block bootstrap</i> ”
MC	Monte-Carlo
MCS	Monte-Carlo Secuencial
MSIC	Modelado de sistemas eléctricos impulsados por el clima
MTTF/MTTR	Tiempo medio hasta el fallo/reparación
NERC	Corporación de Fiabilidad Eléctrica de América del Norte

NG	Nueva generación
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P.U	Por unidad
PC	Capacidad perfecta
PNEC	Plan Nacional Energía y Clima
RC	Contador de fiabilidad
RTS	Sistema test de evaluación de la fiabilidad
SAM	System advisor model
SIAR	Servicio integral de apoyo al regante
SOC	Estado de carga
STC	Condiciones standard de test
STE	Central termoeléctrica solar de concentración
TTF/TTR	Tiempo hasta el fallo/reparación
TYNDP	Plan de desarrollo de la red a 10 años (Ten-year Network Development Plan)
UTC	Tiempo universal coordinado
VRES	Generación de energía renovable variable

## Parte I

### ANTECEDENTES GENERALES, OBJETIVO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS DOCTORAL





# Capítulo 1.

## Introducción

### ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.1	Antecedentes .....	3
1.2	Situación actual del sistema eléctrico Español.....	5
1.3	Objetivos del trabajo .....	7
1.4	Estructura del trabajo .....	8

### 1.1 Antecedentes

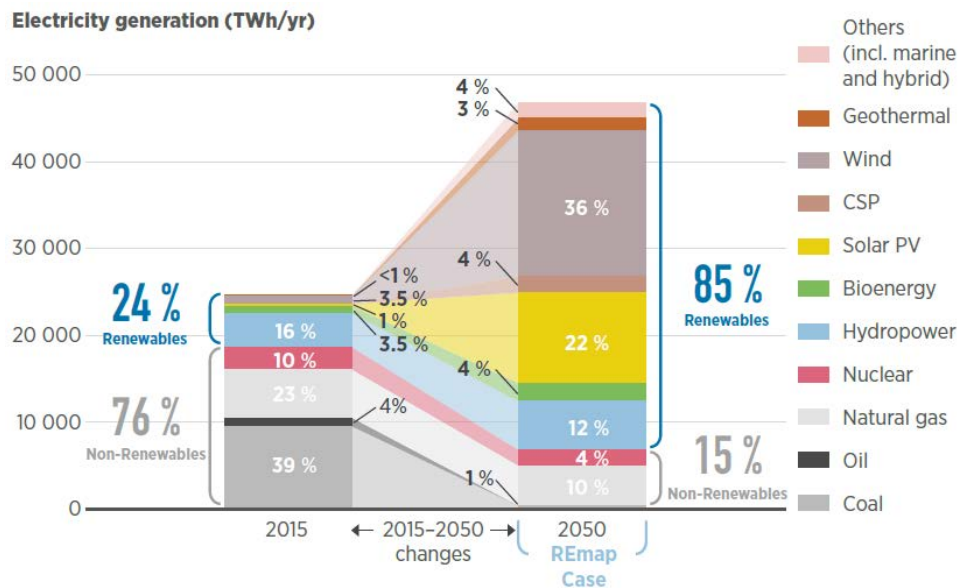
Los sistemas de energía en todo el mundo están cambiando rápidamente debido a la urgencia de mitigar el cambio climático. Uno de los primeros movimientos realizados por la Unión Europea en ámbito climático fue establecer los objetivos 20-20-20 para 2020. Los objetivos buscaban alcanzar una reducción del 20% en la emisión de gases de efecto invernadero, el aumento de la eficiencia un 20% y el aumento de la penetración de energías renovables en un 20% con respecto a los niveles de 1990 [1]. A pesar de las medidas y las sucesivas actualizaciones que sufrió la directiva 2020, las consecuencias de abusivo uso de combustibles fósiles han agravado progresivamente la situación del cambio climático que sufre el planeta. Para paliar los efectos del cambio climático, los países del planeta llegaron a un compromiso global en el Acuerdo de París [2]. En este compromiso se busca evitar el incremento de temperatura de 1,5°C previsto si continúa el ritmo de emisiones de gases de efecto invernadero. Este incremento ha sido analizado por estudios como [3–5] donde se evalúan diferentes caminos con perfiles diferentes de emisiones dependiendo de las estrategias energéticas tomadas.

El acuerdo de París dio lugar a desarrollar un plan por parte de la Dirección general de la Energía (Comisión Europea) para alcanzar una economía climáticamente neutral para 2050. El plan fue llamado “Clean energy for all Europeans” [6] y los principales objetivos perseguidos para cumplir el Acuerdo de París son los siguientes:

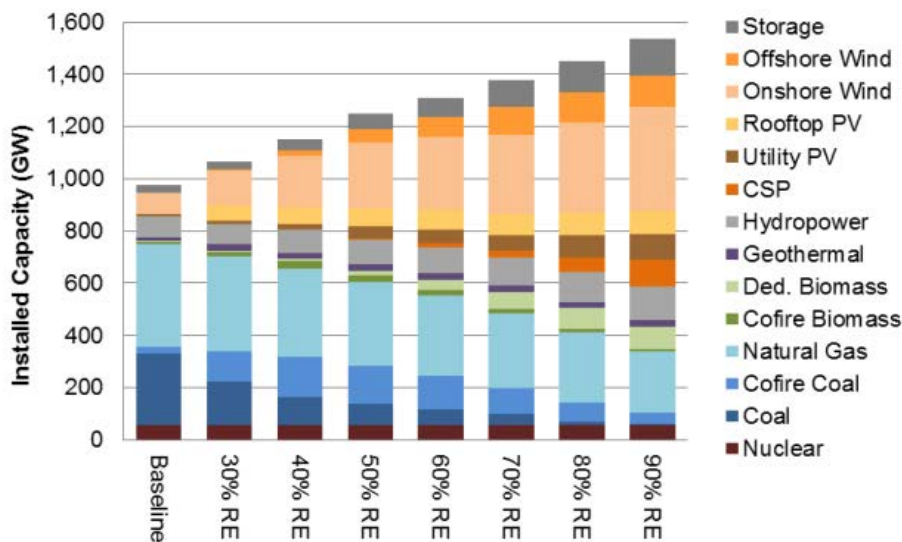
- Aumento de la eficiencia energética estableciendo para 2030 de un 32,5% de mejora con respecto a 1990.
- Penetración de al menos el 32% de energía renovable para 2030.

- Nuevas reglas para los consumidores permitiendo producir, almacenar o vender su propia energía.
- Un mercado eléctrico más inteligente y eficiente que permita mejorar la integración renovable

A través de los hitos que se deben cumplir generados tras el acuerdo de París, surgen diferentes visiones sobre qué composición tendrán los sistemas eléctricos a fecha de 2050. Dos ejemplos de las perspectivas de futuro para la fecha son las propuestas por la agencia internacional de energías renovables (IRENA) y el National Renewable Energy Laboratory (NREL) estadounidense. La Figura 1.1 recoge las dos perspectivas de futuro para 2050.



a) prospectiva IRENA (Fuente [7])



b) prospectiva NREL (Fuente [8])

Figura 1.1. Evolución de los sistemas eléctricos desde 2015 hasta 2050.

A su vez, otro objetivo que incluye la directiva de la Dirección General de la Energía pasa por la creación de planes nacionales de energía y clima para cada país aplicándose a 2021-2030. Para el caso Español, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), establece las directrices aplicadas a España para cumplir los objetivos marcados en el Acuerdo de París.

Atendiendo a los sistemas de energía eléctrica, el PNIEC fija objetivos de reducción de CO<sub>2</sub>, ver [9], apoyándose en la expectativa de una gran instalación de capacidades eólicas y solares fotovoltaicas (FV) en la próxima década. Esta expectativa está incentivada por la drástica reducción de costes que están experimentando las tecnologías renovables. Un indicio de esta futura reducción de costes es la tendencia mostrada en [10] y representada en la Figura 1.2 donde se muestra el coste de la generación eléctrica FV (LCOE).

El incremento de la generación de energía renovable variable (VRES) en los sistemas eléctricos principalmente eólica y FV representa un reto operativo a dichos sistemas. Las tecnologías VRES tienen la característica de ser fuentes de generación no gestionable por lo que su generación debe ser integrada en el sistema de forma que se produzca un balance entre la generación y la demanda. Además, la incertidumbre asociada a este tipo de generación, que depende de la meteorología del lugar geográfico en el que están situadas, lleva a la necesidad de estudiar su integración en profundidad. Esa integración no es únicamente a nivel operativo, sino también a nivel de planificación ya que los análisis a largo plazo son los primeros pasos que se deben dar de cara a realizar importantes cambios en los sistemas eléctricos.

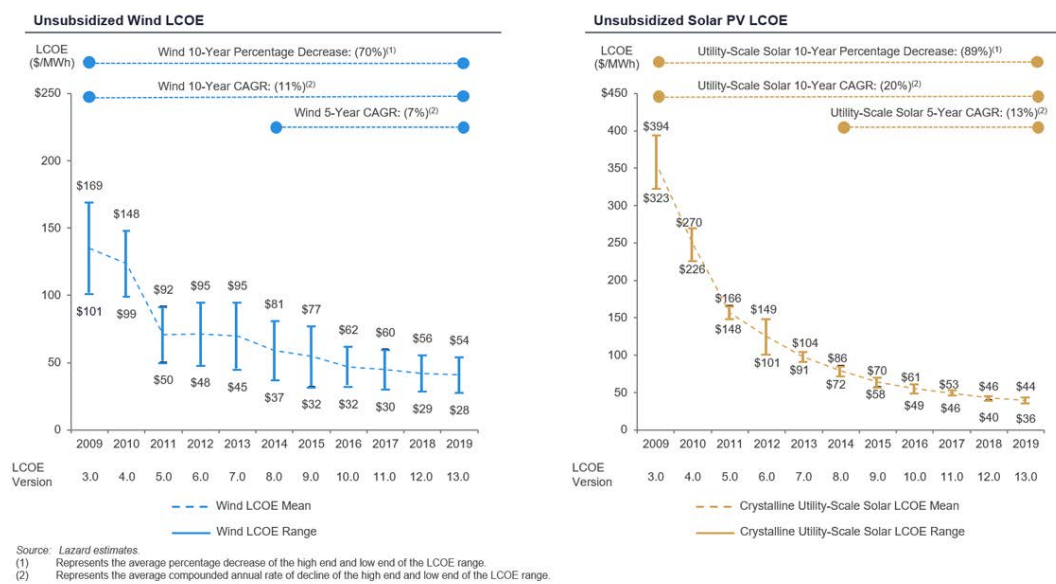


Figura 1.2. Evolución del LCOE de las tecnologías eólica y FV para los años 2009-2019 [10]

Los sistemas eléctricos deben estar preparados para hacer frente tanto a la variabilidad como a la incertidumbre de las VRES. Un punto muy importante que un sistema eléctrico debe asegurar es el suministro de la carga requiriendo para ello un nivel de fiabilidad determinado.

## 1.2 Situación actual del sistema eléctrico Español

El sistema eléctrico español ha experimentado un aumento progresivo de la participación renovable en la generación de energía eléctrica durante los últimos 11 años. Esta situación se puede observar en la Figura 1.3. La descomposición de la generación tanto renovable como no renovable se muestra en la Tabla 1.1. La generación renovable en el año 2018 supone una importante contribución a la generación total del sistema.

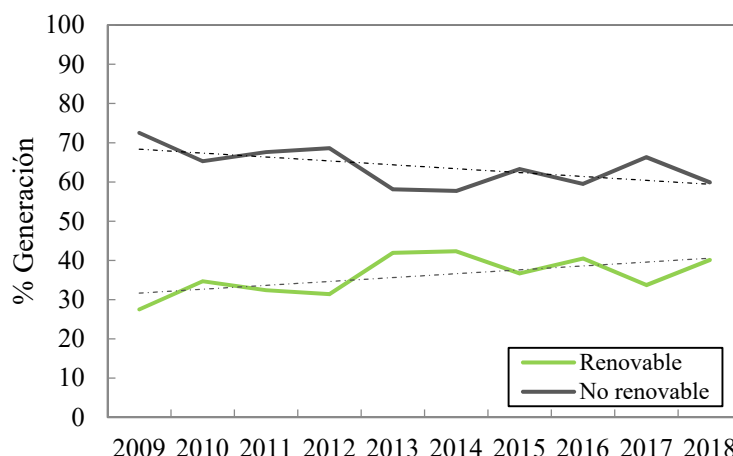


Figura 1.3. Evolución de la participación renovable en el sistema eléctrico de España 2018 [11]

Sobre la situación futura del sistema eléctrico español, el ministerio de energía, turismo y agenda digital creó, mediante el PNIEC la hoja de ruta de la evolución del sistema eléctrico español hacia un escenario futuro. Este plan [12] está motivado por las pautas marcadas por el plan europeo “Clean energy for all Europeans” y en él se analiza y presentan dos escenarios de configuraciones futuras propuestas para el sistemas eléctrico español. El primer escenario, que es llamado “escenario de tendencial”, prevé que la cantidad de energía procedente de fuentes renovables ascienda desde los 100TWh en el año 2015 hasta 138TWh para el año 2030. El segundo escenario es el llamado “escenario objetivo” en el que la energía eléctrica procedente de renovables prevista para el año 2030 alcance un valor de 244TWh. A través del análisis de estos escenarios, el informe realizado propone la prospectiva del sistema eléctrico español presentado en la Figura 1.4.

Tabla 1.1. Capacidad instalada en el Sistema eléctrico Español de las principales fuentes de generación en el año 2018

Tipología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	% Utilización (año)
Hidráulica	17.047	34.103	23%
Eólica	23.091	48.946	24%
Solar FV	4.466	7.374	19%
Solar térmica	2.304	4.424	22%
Otras renovables	859	3.547	47%
Renovable			
Nuclear	7.117	53.198	85%
Carbón	9.562	34.882	42%
Ciclo combinado	24.562	26.403	12%
Cogeneración	5.730	28.981	58%
No renovable			
<b>TOTAL</b>	<b>94.738</b>	<b>241.858</b>	

Las sendas de transición pronosticadas en los diferentes estudios están influidas en gran medida por objetivos económicos y medioambientales. De hecho, las previsiones futuras de una

sucesiva penalización al uso de fuentes de energía fósil a través de un sobrecoste a la emisión de CO<sub>2</sub> influyen en gran medida la planificación de los sistemas eléctricos en la elección de una u otra tecnología de generación. Por ello, existe la necesidad de aplicar análisis complementarios que permitan no solo conocer su viabilidad medioambiental y económica, también su viabilidad operativa. Uno de estos análisis complementarios son los estudios de fiabilidad. Mediante evaluaciones de fiabilidad realizadas a largo plazo se puede prever si los sistemas eléctricos planificados son viables para suministrar la demanda con plenas garantías.

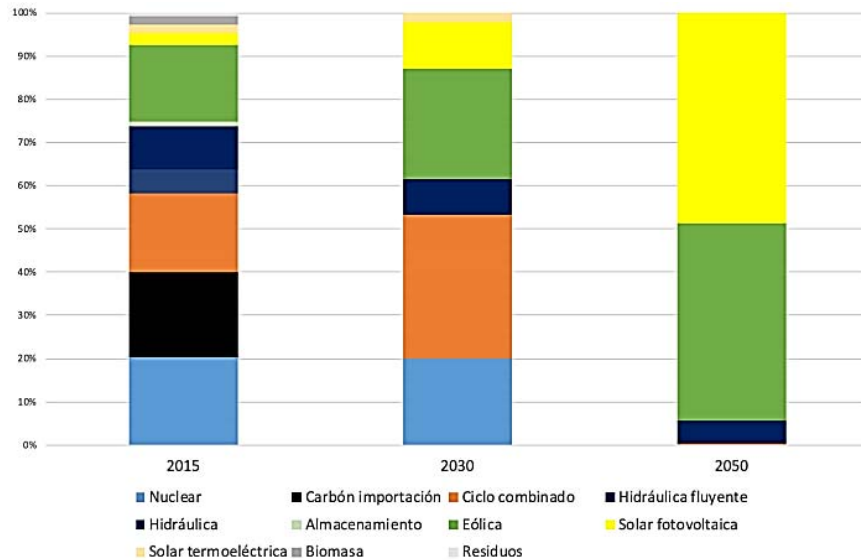


Figura 1.4. Perspectiva de futuro del sistema eléctrico español. [12]

### 1.3 Objetivos del trabajo

El propósito general que busca el trabajo realizado en esta tesis es el de analizar la fiabilidad en términos de adecuación y de seguridad de los sistemas eléctricos futuros con alta penetración renovable.

El primer objetivo que se busca en este trabajo es el análisis de la fiabilidad del sistema eléctrico español siendo para ello necesario el desarrollo de la metodología que permite su cálculo. La metodología utilizada para evaluar la fiabilidad de un sistema eléctrico está basado en simulaciones probabilísticas Monte-Carlo. Una vez desarrollada la metodología, ésta es utilizada para comparar las diferentes definiciones que existen en la bibliografía para informar de la contribución de una tecnología o unidad de generación en el sistema eléctrico. Hasta ahora, se habían utilizado dos términos (crédito de capacidad y valor de capacidad) que se definían de forma similar pero arrojaban resultados diferentes.

El segundo objetivo que persigue la tesis es el análisis de la contribución a la fiabilidad de las principales tecnologías renovables que poseen los sistemas. Mediante la metodología desarrollada, se evalúa la contribución a la fiabilidad de las tecnologías eólica y solar que componen mayoritariamente el sistema eléctrico español. Este objetivo permite conocer cómo se integran estas tecnologías en el sistema cuando su porcentaje de participación es muy alto. La alta penetración considerada se traduce en un estudio a largo plazo de integración renovable.

El tercer objetivo que se fija en este trabajo es el de realizar un análisis de la flexibilidad de los sistemas eléctricos para analizar la contribución a la seguridad de suministro de las tecnologías renovables. Para la consecución del objetivo se ha desarrollado una metodología novedosa que permite definir la facilidad que tiene un sistema eléctrico de poder adaptarse a la alta variabilidad aportada por la generación renovable. Dependiendo de la integración renovable y, en consecuencia, la integración de generación no gestionable, la flexibilidad de un sistema puede verse comprometida. Es por ello que el sistema necesita ser evaluado para conocer si una alta integración renovable puede comprometer no solo la capacidad de entregar energía a la carga si no también la capacidad de adaptarse a los cambios que se producen en ella.

El cuarto objetivo ha sido elaborar los mismos análisis llevados a cabo para la consecución de los objetivos dos y tres pero considerando tecnologías renovables gestionables y almacenamientos energéticos. En este caso, el sistema eléctrico español integra una gran capacidad hidráulica y de bombeo que debe ser tenida en cuenta. La consideración de estas tecnologías en el sistema sirve para analizar cómo varía la fiabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico. Este objetivo también se trata de extender al considerar el efecto en la fiabilidad de un sistema de almacenamiento de alta potencia y energía previsto en el futuro para el sistema eléctrico español.

Por último, durante el desarrollo del trabajo han surgido objetivos complementarios que son los siguientes: 1) en primer lugar la comparación de dos modelos de generación FV. El objetivo perseguido es conocer si es posible la utilización del modelo de Santos-Martin en los estudios de fiabilidad pues favorece el cálculo de las simulaciones de Monte-Carlo y 2) en segundo lugar, el objetivo de comparar diferentes estrategias de gestión del almacenamiento termosolar para conocer sus efectos en la fiabilidad global del sistema eléctrico.

#### *1.4 Estructura del trabajo*

La tesis doctoral desarrollada en este documento está dividida en cinco partes: Introducción, desarrollo del estado del arte y metodología aplicada en estudios de fiabilidad, descripción de los modelos de generación utilizados, exposición de los resultados de los casos de estudio y conclusiones

La primera parte incluye la definición del marco socio-económico y técnico del estudio realizado. Este marco define las condiciones actuales de los sistemas eléctricos y su previsión de futuro. El contexto indicado en esta parte es la motivación al desarrollo de los estudios de fiabilidad realizados en este trabajo

En la segunda parte se describe la metodología utilizada para analizar la fiabilidad de los sistemas eléctricos. Esta parte está estructurada en dos capítulos. El capítulo 2 describe el estado del arte de los análisis de fiabilidad, tanto adecuación como flexibilidad, de los sistemas eléctricos. El capítulo 3 incluye la metodología necesaria para poder construir y aplicar dichos análisis de fiabilidad a los sistemas.

La tercera parte incluye todos los modelos utilizados para caracterizar los elementos que intervienen en el sistema eléctrico evaluado en los casos de estudio analizados. Por un lado, en la primera sección del Capítulo 4 se describe el modelo de sistema eléctrico en el cual se integran los diferentes elementos: la generación y la demanda. Las diferentes tecnologías integradas en el sistema eléctrico (solar, eólica, hidráulica y almacenamiento) se describen en el

Capítulo 4 donde, además, se detallan cada uno de los modelos utilizados para su representación. Por último, el Capítulo 5 describe el modelo utilizado para representar la demanda junto con la caracterización de la herramienta de gestión de la demanda.

En la cuarta parte se encuentra la discusión de los resultados. Esta parte se divide en tres capítulos que separan los tres casos de estudio realizados. El capítulo 5 realiza un estudio de adecuación de la tecnología FV mediante el uso de dos modelos FV, uno de ellos ya utilizado previamente en estudios de adecuación. En el capítulo 6 se desarrolla una evaluación de fiabilidad a las tecnologías eólica, FV y solar de concentración utilizando las definiciones de crédito de capacidad y valor de capacidad. Además, el capítulo 6 está focalizado al sistema eléctrico español. El capítulo 7 plantea un caso de estudio aplicado al sistema eléctrico español en el que se analiza su flexibilidad. Este estudio trata de analizar cómo se comportan diferentes configuraciones de sistemas eléctricos futuros en términos de adaptación a la variabilidad producida por la generación renovable.

Finalmente, la última parte recoge las conclusiones globales y las contribuciones de la tesis doctoral llevada a cabo. Adicionalmente, en esta parte se presentan diferentes sendas de continuación a la tesis doctoral a modo de trabajos futuros.





## Parte II

### DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE Y METODOLOGÍA APLICADA EN LOS ESTUDIOS DE FIABILIDAD



## Capítulo 2.

# Evaluación de la fiabilidad de sistemas eléctricos. Estado del arte

### ÍNDICE DE CONTENIDOS

2.1	Introducción a los estudios de fiabilidad.....	13
2.2	Evaluación de la adecuación .....	14
2.2.1	Análisis de la adecuación del sistema eléctrico de potencia .....	15
2.2.2	Métodos de evaluación .....	15
2.2.3	Índices de estimación de la fiabilidad en evaluaciones probabilísticas. ....	17
2.2.3.1	Índices de fiabilidad probabilísticos utilizando métodos analíticos:.....	18
2.2.3.2	Índices de flexibilidad probabilísticos utilizando simulaciones de Monte-Carlo. ....	18
2.2.4	Crédito de capacidad y Valor de capacidad .....	19
2.2.4.1	Definiciones de crédito de capacidad y valor de capacidad .....	19
2.3	Evaluación de la flexibilidad.....	20
2.3.1	Analogías entre adecuación y seguridad.....	22
2.4	Sistemas eléctricos en estudios de fiabilidad e integración renovable .....	24

### 2.1 Introducción a los estudios de fiabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como objetivo suministrar la energía requerida por sus usuarios de manera fiable y económicamente sostenida. Para poder asegurar el suministro eléctrico continuo a los usuarios, los sistemas eléctricos deben adelantarse a las contingencias que pueden surgir debido a que son sistemas que integran un número de elementos que son dados a sufrir fallos e indisponibilidades [13,14]. Ante esta problemática, los sistemas actúan

integrando múltiples elementos redundantes que sustituyen a elementos análogos durante un fallo. Otras de las acciones llevadas a cabo son, por ejemplo, contar con una capacidad de generación superior a la requerida, utilizar múltiples líneas eléctricas para el suministro, utilizar múltiples sistemas de protección, etc.

La utilización de elementos redundantes produce un importante incremento en los costes, tanto a nivel de inversión como a nivel de operación afectando directamente a los costes de producción de energía eléctrica. Por tanto, surge una necesidad de reducir al máximo la redundancia de elementos en los sistemas eléctricos para poder minimizar los costes de generación de energía eléctrica. Del mismo modo, una falta de redundancia en los elementos que componen los sistemas eléctricos (reducción de la fiabilidad) provoca un sobre coste al sistema debido a las penalizaciones económicas por las interrupciones en el suministro eléctrico. La Figura 2.1 muestra cómo evolucionan los costes de inversión y los costes asociados a la indemnización a los consumidores por falta de suministro.

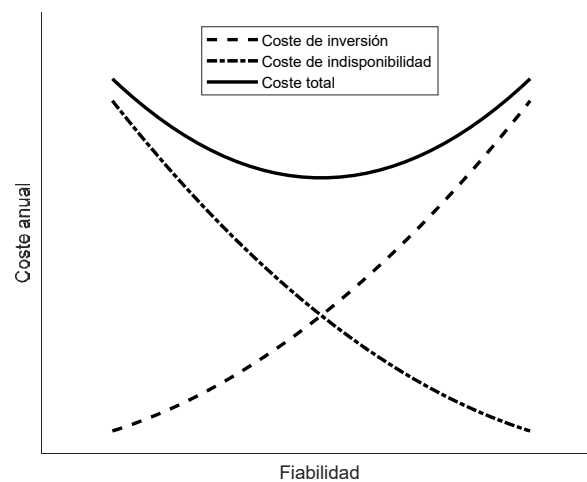


Figura 2.1. Evolución de los costes de los sistemas eléctricos en función del nivel de fiabilidad requerido.

Los análisis de fiabilidad se aplican a los sistemas eléctricos para conocer el grado de redundancia que tienen los elementos que la componen. Por ello, la evaluación de la fiabilidad se aplica tanto a las fases de planificación como a las fases de operación de los sistemas eléctricos. De hecho, relacionado con estas fases mencionadas, los estudios de fiabilidad se pueden dividir en dos: estudios de adecuación y estudios de seguridad. Los estudios de adecuación se refieren a la situación estática de un sistema de potencia por lo que el objetivo es conocer si existe suficiente generación y transporte de energía eléctrica para poder suministrar a cada uno de los puntos de consumo existentes. En cambio, los estudios de seguridad se basan en conocer si los sistemas de generación son capaces de adaptarse a los cambios que se producen en la energía requerida por la demanda, en otras palabras, conocer si un sistema eléctrico es dinámicamente fiable.

## 2.2 Evaluación de la adecuación

Las evaluaciones de adecuación se aplican únicamente al funcionamiento estático de los sistemas eléctricos permitiendo desconsiderar las condiciones dinámicas simplificando el proceso de obtención de la fiabilidad. Debido a esta consideración, la evaluación de la adecuación está directamente ligada con estudios de planificación y evaluación de la viabilidad de sistemas eléctricos futuros ya que, al considerarse como estudios a largo plazo, la

información sobre la operación de dichos sistemas se desconoce. En los estudios de adecuación, el principal objetivo es conocer si una determinada capacidad de potencia junto a una determinada capacidad de transmisión además de su red de distribución es suficiente para poder suministrar todos los puntos de consumo.

### 2.2.1 *Análisis de la adecuación del sistema eléctrico de potencia*

Los sistemas eléctricos están formados por un conjunto de elementos muy grande lo que le confiere una gran complejidad a la hora de realizar diferentes evaluaciones sobre el mismo. Muchas de las evaluaciones que se realizan se llevan a cabo mediante modelos de sistemas eléctricos que, en muchos casos, se pueden simplificar. La práctica común es dividir el sistema en subsistemas permitiendo su evaluación de manera más sencilla, no solo computacionalmente sino también analíticamente para poder focalizar el objeto de estudio [13,15].

Las evaluaciones de adecuación dividen en distintas zonas el sistema eléctrico dependiendo del área de trabajo a evaluar (Figura 2.2). Normalmente se trabaja con tres zonas claramente diferenciadas que son: Subsistema de generación (HL1), subsistema de transmisión (HL2) y subsistema de distribución (HL3).

- Subsistema de generación. En esta zona solo se consideran las unidades generadoras y las cargas. Estos elementos están conectados a un mismo nudo con el fin de evitar el modelado de la red eléctrica y la distribución.
- Subsistema de transporte. En este caso se considera el subsistema de generación y de transporte en conjunto. Los análisis de fiabilidad aplicados al HL2 tratar a evaluar cómo influyen los fallos que se producen en la red de transporte debido al fallo en una línea o conjunto de líneas eléctricas.
- Subsistema de distribución. A este nivel, las evaluaciones de adecuación están enfocados en conocer la fiabilidad de elementos como subestaciones o sistemas de protección ya que para su evaluación se necesita modelar la red en su totalidad.

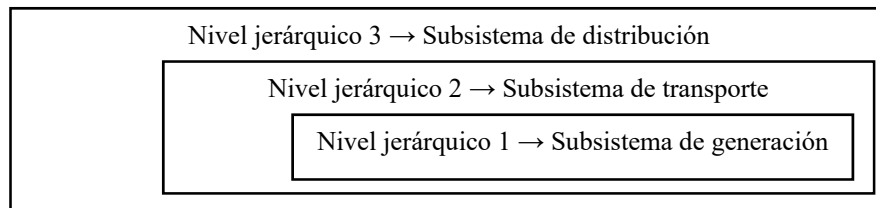


Figura 2.2. Niveles jerárquicos en los estudios de adecuación.

### 2.2.2 *Métodos de evaluación*

La metodología de evaluación de la adecuación se puede dividir en dos grupos que son: determinista y probabilista [16].

La evaluación determinista es la técnica de evaluación que más se ha utilizado en el pasado y su criterio principalmente reside en la utilización de reglas prácticas que han sido desarrolladas mediante la experiencia obtenida por operadores de sistemas eléctricos con el paso del tiempo. Algunos criterios [17] en los que se basan las evaluaciones son, por ejemplo:

- Planificación de la capacidad de generación. Este método consiste en planificar la capacidad de generación en función de la cantidad máxima de potencia demanda más un porcentaje extra de la potencia máxima demandada. El valor del porcentaje se determina bajo el criterio de la experiencia del planificador. El porcentaje extra será la capacidad redundante añadida para evitar contingencias.
- Capacidad operativa. Este método se basa en establecer una capacidad de generación igual a la capacidad demandada más un extra de capacidad que viene dada por la capacidad de la mayor unidad de generación en el sistema. Este criterio pretende dar cobertura a la pérdida de la mayor unidad de generación en el sistema.
- Planificación de la capacidad de la red eléctrica. Para determinar la redundancia de elementos en el sistema, tanto de la generación como del transporte y distribución, se aplica el criterio N-1 o N-2. Este criterio evalúa la adecuación de un sistema tras la pérdida operativa de 1 o 2 elementos. La elección del número de elementos depende del nivel de redundancia esperada.

La evaluación probabilista [18–20] es la comúnmente utilizada en los estudios más recientes. Éste método de evaluación modela el comportamiento incierto de los elementos que componen el sistema mediante distribuciones de probabilidad. A través de las distribuciones de probabilidad se puede describir la probabilidad de fallo de los elementos considerados en el sistema. Los métodos de análisis probabilístico se pueden dividir a su vez en dos:

- Métodos analíticos [21–23]: Dentro de los métodos probabilísticos, los analíticos son los que menor error comenten. En cambio, su complejidad aumenta rápidamente según se añaden elementos en los sistemas ya que se trabaja con las expresiones analíticas de las distribuciones de probabilidad de fallo de cada elemento. El análisis completo de la fiabilidad de un sistema consiste, por tanto, en la convolución de las expresiones analíticas de las distribuciones de probabilidad de cada elemento considerado.
- Simulaciones [18,24]: Dentro de los métodos probabilísticos, las simulaciones de Monte-Carlo es la herramienta comúnmente utilizada. La simulación de Monte-Carlo, la cual está basada en el muestreo aleatorio de cada distribución de probabilidad de fallo de los elementos, permite conocer de manera sencilla la fiabilidad del sistema compuesto por dichos elementos. La desventaja del método es que su precisión depende de la cantidad de muestras obtenidas de cada distribución de probabilidad. A su vez una mayor cantidad de muestras requiere un mayor coste computacional. Además, la metodología Monte-Carlo se puede aplicar de dos formas diferentes: secuencial y no secuencial.
  - o La metodología no secuencial considera que los estados definidos para cada unidad de generación son independientes. Así por ejemplo el estado definido para un periodo de tiempo determinado no afecta al estado de la unidad de generación en el siguiente periodo.
  - o La metodología secuencial considera una dependencia de estados para cada unidad de generación entre periodos temporales contiguos. Por tanto, el estado de una unidad en un periodo de tiempo afectará al estado que tendrá dicha unidad en el periodo subsiguiente.

El cálculo de la fiabilidad a través de las simulaciones de Monte-Carlo conlleva un proceso iterativo de convergencia hacia un valor determinado de la variable analizada.

La convergencia de la variable depende del número de muestras utilizado ya que el resultado del cálculo es un valor estimado del valor real de la variable. El valor real de la variable se alcanzaría con un proceso que conlleva un número infinito de muestras. Por tanto, ante la imposibilidad de alcanzar el valor real, el proceso iterativo de Monte-Carlo se acota mediante técnicas de parada que son:

*1. Tolerancia en el proceso de convergencia:*

Dado el resultado del cálculo del método de Monte-Carlo como un estimador de la esperanza de un determinado índice, se puede definir la varianza de dicho estimador como:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{n=1}^N [X_n - E(X)]^2 \quad (2.1)$$

La varianza forma parte del coeficiente de variación utilizado para la parada del método iterativo. Dicho coeficiente de variación también llamado tolerancia se define como:

$$K = \frac{\sigma}{E(X)} \quad (2.2)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar del estimador de la esperanza y  $E(x)$  es el estimador de la esperanza. Así, el proceso iterativo de la simulaciones de Monte-Carlo se define con una determinada tolerancia que el estimador de la esperanza debe alcanzar para tomar como válido el resultado obtenido. Comúnmente, la tolerancia del proceso iterativo Monte-Carlo secuencial toma valores de 0,01 ó 0,05.

*2. Máximo número de muestras*

El criterio de la tolerancia en ocasiones puede conllevar un número de muestras muy grande. Para ello, se establece un determinado número de muestras en el que el proceso iterativo se detiene para poder determinar si el resultado obtenido con su tolerancia puede ser dado por válido.

*2.2.3 Índices de estimación de la fiabilidad en evaluaciones probabilísticas.*

La forma de mostrar los resultados de las evaluaciones de adecuación es a través de índices numéricos. Existen multitud de índices dependiendo de la información que se pretenda obtener del sistema y de la zona de aplicación del estudio de fiabilidad HL1, HL2 o HL3. En el texto [13] se recogen una gran cantidad de estos índices. El uso de los índices permite cuantificar y clasificar la adecuación de los sistemas eléctricos. La clasificación de la fiabilidad de los sistemas eléctricos permite, además, comparar las diferencias de fiabilidades entre ellos. Los principales índices utilizados en estudios aplicados a HL1 se definen a continuación:

- Loss of load expectation (LOLE), hr/año. Contabiliza el número de periodos promedio en los que la capacidad de la generación es inferior a la demanda.
- Loss of energy expectation (LOEE), MWh/año. Contabiliza la cantidad de energía promedio no suministrada durante las indisponibilidades sufridas por la generación.

El cálculo requerido para la obtención de estos índices depende de qué tipo de análisis probabilístico se utilice, bien sean métodos analíticos o simulaciones mediante el método Monte-Carlo.

#### 2.2.3.1 Índices de fiabilidad probabilísticos utilizando métodos analíticos:

La consideración de las expresiones analíticas de las funciones de probabilidad de suministro de potencia por parte de las unidades de generación permite conocer con exactitud la probabilidad de fallo de suministro de los sistemas llevando a poder definir los índices de fiabilidad de la siguiente forma:

- Loss of load expectation (LOLE), hr/año.

$$LOLE = \sum_{t=1}^T P_t (C_t - L_t) \quad (2.3)$$

- Loss of energy expectation (LOEE), MWh/año.

$$LOEE = \sum_{t=1}^T P_t (C_t - L_t) \cdot E_t \quad (2.4)$$

donde  $t$  es el periodo temporal considerado (horas, días, semanas,...) y  $T$  es el conjunto de periodos considerados;  $C_t$  es la capacidad instalada de la unidad de generación considerada,  $L_t$  es la demanda esperada en el periodo temporal  $t$  y  $P_t(C_t - L_t)$  es la probabilidad de existir fallo de suministro en el periodo temporal  $t$ .  $E_t$  es la energía no suministrada en el periodo de tiempo  $t$ . El LOEE añade la información de la cuantificación de la energía con posibilidad de no ser suministrada en el periodo  $t$ .

#### 2.2.3.2 Índices de flexibilidad probabilísticos utilizando simulaciones de Monte-Carlo.

El uso del método Monte-Carlo permite simular infinidad de escenarios posibles mediante los que se obtienen, a través de medias aritméticas, los índices de fiabilidad definidos anteriormente. Su expresión matemática se define como:

- Loss of load expectation (LOLE), hr/año.

$$LOLE = \frac{\sum_{n=1}^N LLD_n}{N} \quad (2.5)$$

- Loss of energy expectation (LOEE), MWh/año.

$$LOEE = \frac{\sum_{n=1}^N ENS_n}{N} \quad (2.6)$$

Donde  $N$  es el número de años utilizados en la simulación;  $LLD$  es el número de horas en las que la demanda es superior a la generación;  $ENS$  es la cantidad de energía no suministrada. Cada uno de estos índices se calcula a través de la media aritmética de los valores de  $LLD$ ,  $ENS$ .



Las simulaciones de Monte-Carlo, a diferencia de los métodos analíticos, permiten obtener un índice comúnmente utilizado que es el Loss of load frequency (LOLF), sucesos/año. Éste contabiliza el número de ocasiones promedio (indistintamente de su duración) en los que la demanda no ha sido suministrada debido a indisponibilidades de la generación. Su expresión matemática es la siguiente:

- Loss of load frequency (LOLF), sucesos/año.

$$LOLF = \frac{\sum_{n=1}^N LLO_n}{N} \quad (2.7)$$

donde  $LLO$  es el número de veces en los que la demanda ha sido superior a la generación. De la misma forma que en el índice LOLE y LOEE, el LOLF se calcula a partir de la media aritmética del valor  $LLO$ .

#### 2.2.4 Crédito de capacidad y Valor de capacidad

La evaluación de la fiabilidad mediante índices numéricos permite caracterizar la contribución a la fiabilidad de una unidad de generación, un conjunto de unidades o todo el conjunto de la generación de un sistema eléctrico. De la misma forma, los índices de fiabilidad también pueden usarse para poder establecer un punto de referencia en la comparación del grado de fiabilidad de dos sistemas eléctricos diferentes.

La comparación de la fiabilidad de dos sistemas eléctricos es comúnmente utilizada en los estudios de planificación y de integración renovable en sistemas eléctricos futuros. En estos sistemas se evalúa cómo afecta a la fiabilidad la sustitución de unas unidades por otras o cómo influye en la fiabilidad la agregación de nueva potencia al sistema evaluado. El crédito de capacidad y el valor de capacidad se expresan también a través de índices numéricos obtenidos al comparar dicha capacidad agregada o sustituida en el sistema con otra variable del propio sistema o alguna variable de referencia establecida.

##### 2.2.4.1 Definiciones de crédito de capacidad y valor de capacidad

Las evaluaciones de crédito de capacidad y de valor de capacidad dan lugar a una serie de índices numéricos que caracterizan la comparación de los sistemas eléctricos que presentan cambios en la composición del conjunto de la generación. Para ambas evaluaciones los índices mayormente utilizados son los siguientes:

- Equivalent load carrying capability (ELCC)

Esta definición inicialmente expuesta por Garver [25] se basa en comparar la capacidad de una unidad o conjunto de unidades de generación agregada al sistema eléctrico con el nivel en el que se puede incrementar la demanda en dicho sistema eléctrico manteniendo la fiabilidad inicial. Su expresión matemática viene dada como:

$$CC^{ELCC} = \frac{\Delta D}{G^{Unit}} \quad (2.8)$$

Esta expresión expresa la contribución a la fiabilidad de una cierta cantidad de capacidad agregada al sistema en función de la cantidad de demanda extra que se puede asumir.

- Equivalent firm capacity (EFC)

El índice EFC evalúa la contribución a la fiabilidad de una unidad o de un conjunto de unidades de generación en comparación con la capacidad equivalente asignada a una unidad perfectamente fiable. La capacidad 100% fiable se podría considerar como la incorporación de un escalón de generación.

$$CC^{EFC} = \frac{G^{PefectCapacity}}{G^{Unit}} \quad (2.9)$$

- Equivalent conventional power plant (ECP)

El índice ECP para evaluar la contribución a la fiabilidad de una unidad o un conjunto de unidades de generación se basa en la comparación de la capacidad agregada al sistema con la capacidad equivalente asignada a otra tipología de unidad diferente.

$$CC^{ECP} = \frac{G^{Conventional}}{G^{Unit}} \quad (2.10)$$

La definición de ECP compara la fiabilidad de una tipología de generación con otra tipología de la que se conoce bien su contribución a la fiabilidad. Esta definición es habitual cuando se analizan nuevas fuentes de generación que tienen poca presencia en los actuales sistemas eléctricos como pueden ser la generación eólica, FV o solar térmica entre otras. La comparación se realiza con una tipología de generación convencional como puede ser carbón, ciclo combinado o nuclear de la que se conoce de una manera muy segura cuál es su contribución a la fiabilidad. Este índice es similar al EFC salvo que la comparación no se realiza con una capacidad 100% fiable.

### 2.3 Evaluación de la flexibilidad

Una de las principales tareas de un sistema de energía eléctrica es equilibrar el suministro de electricidad y demanda en todo momento. Esta tarea es motivo del hecho de que todo sistema eléctrico debe consumir la energía que genera en el mismo instante. El desequilibrio de la potencia demandada y generada puede llevar a desequilibrios de frecuencia del sistema llevando a su colapso en casos extremos. Por tanto, la flexibilidad del sistema de potencia se define como la capacidad de un sistema para responder a los cambios esperados e inesperados en la demanda [26]

Tradicionalmente, los sistemas de energía convencional no integran generación de alta variabilidad como son las energías renovables. Por ello, los sistemas están diseñados para hacer frente principalmente a la variabilidad que sucede en la demanda. La variabilidad que experimenta la demanda está relacionada con los principales parámetros de los que depende la curva de demanda; climáticos y socioeconómicos. La estimación de estos parámetros es crucial para pronosticar la demanda y a su vez para programar la generación necesaria. Para producir la energía eléctrica necesaria y lidiar con la variabilidad, los operadores cuentan con diferentes fuentes de generación dependiendo de su respuesta temporal a la hora de entregar potencia y su coste operacional. Por un lado, las fuentes de energía con un coste operacional bajo pero con

una respuesta muy lenta, por otro lado, las fuentes de energía con alto coste operacional pero con una respuesta muy rápida ante cambios de potencia requeridos. Un papel fundamental del operador es equilibrar la generación de bajo coste con generación que pueda hacer frente a la variabilidad [27].

Según aumenta la integración de fuentes renovables en los sistemas actuales, la variabilidad que presentan los mismos aumentan. Además, el papel que adquieren las fuentes renovables en los sistemas le sitúa en el eje vertebral de los mismos por los beneficios que otorgan en términos de contaminación y coste. Por ello, ahora la incertidumbre no solo depende de la demanda sino que también de la incertidumbre de las fuentes renovables como la eólica o la solar. El incremento de la incertidumbre implica una mayor complejidad técnica para la operación de los sistemas y de ahí que la decisión de cuál es la composición de generación es crítica. La composición debe tener un equilibrio entre fuentes de energía gestionable y no gestionable y dependiendo de este equilibrio, las fuentes gestionables deben ser más o menos flexibles. El equilibrio mencionado se relaciona principalmente con la inercia de los sistemas. Mantener una inercia alta en los sistemas permite afrontar con más seguridad las posibles contingencias que pueden surgir (cortocircuitos, fallos en las fuentes de generación, etc.)

A medida que la integración renovable aumenta, la carga neta (demanda menos generación no gestionable) se modifica afectando a la flexibilidad que debe aportar la generación gestionable. Las características que cambian los requisitos de flexibilidad son:

1. La tasa de cambio de la carga neta o también llamada rampas de carga neta.
2. El rango entre el valor máximo y mínimo de la carga neta dentro de un periodo de tiempo determinado (día, semana, mes, etc.)
3. La incertidumbre asociada a la generación renovable (pronósticos eólicos y solares).

Las características de la carga neta varían de forma significativa según aumenta la participación eólica y solar (fuentes renovables más importantes). Dependiendo de qué energía es mayoritaria en el sistema, la rampa, el rango máximo/mínimo y la incertidumbre se alteran en mayor o menor medida. Por ejemplo, el caso solar implica una alta tasa de rampa (sobre todo en la salida y puesta del sol) además de implicar un alto rango en la carga. En cambio, la incertidumbre asociada a este recurso es baja.

La variabilidad e incertidumbre de las fuentes renovables afectan a la flexibilidad de los sistemas en diferentes escalas temporales que varían de segundos a meses [28]. Por ejemplo, la variabilidad a muy corto plazo afecta la capacidad de un sistema para la regulación de frecuencia, mientras que la variabilidad en escalas de tiempo de 15 a 30 minutos afecta al seguimiento de la carga. La variabilidad estacional, por otro lado, afecta a medio plazo a la planificación del almacenamiento hidroeléctrico mientras que la afectación a largo plazo afecta a la planificación de la capacidad [7]. Las diferentes escalas temporales mencionadas se pueden ver en la Figura 2.3.

A partir de este contexto, la planificación de la flexibilidad se basa, en primer lugar, en la definición general de la flexibilidad considerando flexible el sistema eléctrico que es económicamente viable y fiable durante todas las escalas de tiempo analizadas [29]. Las condiciones que necesita satisfacer un sistema para ser flexible son las siguientes:

- Satisfacer las cargas máximas y cargas netas máximas, evitando en la mayor medida posible la pérdida de carga

- Mantener el equilibrio de la oferta y la demanda en todo momento, garantizar la disponibilidad de capacidad suficiente de subida y bajada, garantizar la disponibilidad de capacidad de arranque rápido suficiente y garantizar la capacidad de operar durante cargas netas bajas.
- Tener suficiente capacidad de almacenamiento (tanto almacenamiento de electricidad o algún otro almacenamiento energético) para equilibrar períodos de alta generación de energía renovable variable y períodos de alta demanda pero baja generación de energía renovable variable.
- Incorporar sobrecapacidad para ajustar la demanda en respuesta a períodos de escasez de suministro.
- Mantener capacidades para mitigar posibles eventos que podrían desestabilizar el sistema de energía mediante el mantenimiento de un suministro adecuado de servicios auxiliares en todo momento.
- Operar en un mercado bien diseñado donde la flexibilidad existente no está bloqueada por ineficiencias del mercado

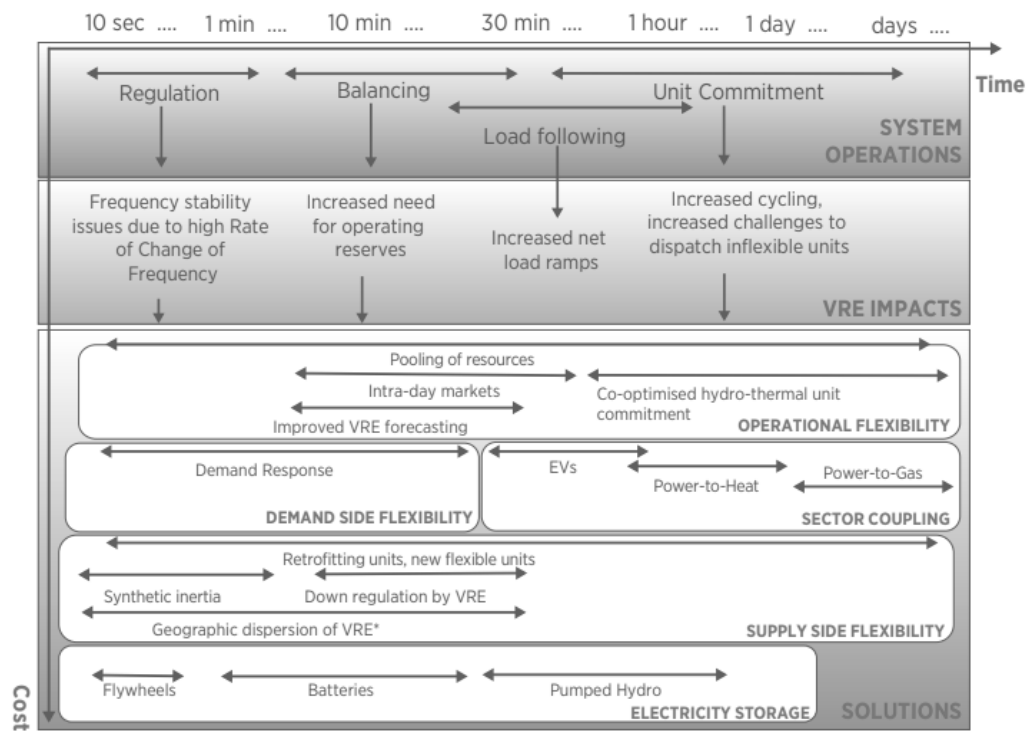


Figura 2.3. Impacto de las energías renovables en la flexibilidad a distintas escalas temporales. [7]

### 2.3.1 Analogías entre adecuación y seguridad

Los estudios más recientes que tratan la implicación de la flexibilidad en la fiabilidad de los sistemas de potencia realizan un análisis similar al definido anteriormente para la adecuación. La relación entre el análisis de la adecuación y de la flexibilidad se refleja en la equivalencia de la terminología usada entre ambos y que es mostrada en la Figura 2.4. Los estudios [30–34] llevados a cabo por Lannoye et al y por Dillon et al. [35] realizan el análisis de la flexibilidad de forma análoga a la presentada para la adecuación definiendo nuevos índices similares al LOLE, LOEE o LOLF pero referidos a la flexibilidad que son, respectivamente:

- Loss of flexibility expectation (LOFE)
- Loss of ramp expectation (LORE)
- Loss of flexibility frequency (LOFF)

De igual forma, para el análisis de crédito de capacidad y de valor de capacidad se puede definir una terminología equivalente que relacionaría la capacidad de rampa que tendrá una unidad o conjunto de unidades de generación con la capacidad de rampa de otra tecnología o de incremento de rampa en la demanda. La terminología equivalente es:

- Equivalent flexibility carrying capability
- Equivalent firm flexibility.

TERMINOLOGÍA EQUIVALENTE					
Evaluación de la adecuación	Índices de adecuación		Índices de flexibilidad		Evaluación de la Flexibilidad
	⇒	LOLE	LOFE	⇐	
	⇒	LOEE	LORE	⇐	
	⇒	LOLF	LOFF	⇐	
	Crédito/Valor de capacidad		Crédito/valor de flexibilidad		
	⇒	ELCC	EFCC	⇐	
	⇒	EFC	EFF	⇐	

Figura 2.4. Relación de terminología análoga entre la adecuación y la flexibilidad.

La metodología de cálculo es similar salvo que los datos requeridos para su cálculo son las series de rampa producidas tanto en la demanda como en la generación. La escala temporal utilizada comúnmente para definir las rampas en estudios de planificación e integración renovable son 1, 2, 6 o 12 horas. Una falta de flexibilidad se establecerá cuando la rampa de generación no es suficiente para satisfacer la rampa en la demanda.

La evaluación de la flexibilidad de forma similar a la adecuación requiere realizar el despacho de potencia de las unidades consideradas para conocer cuál es la capacidad de rampa que tiene cada unidad gestionable. La capacidad de rampa se ve influenciada por el estado de las unidades en cada periodo de tiempo. Así, por ejemplo, una unidad que se encuentre entregando la máxima potencia en el periodo T, la hora subsiguiente no podrá suministrar un incremento de potencia y por tanto su flexibilidad será limitada. Este motivo diferencia a la evaluación de la adecuación y de la flexibilidad.

En este trabajo, esta metodología no se aplica ya que no se desarrolla ningún despacho de energía al aumentar considerablemente el tiempo de cálculo siendo incluso superior cuando se utiliza simultáneamente con la herramienta de Monte-Carlo. Por tanto, para el cálculo de la flexibilidad se utiliza el método propuesto por Ma et al [36,37]. La evaluación propuesta por Ma se basa en la generación de un índice de flexibilidad que caracteriza la flexibilidad de una unidad o un conjunto de unidades. El índice evalúa la flexibilidad de manera “offline” por tanto,

no es necesario realizar el despacho de energía del sistema. El índice que caracteriza la flexibilidad que aporta una unidad es el definido en (2.11).

$$f = \frac{1/2[\bar{P} - \underline{P}] + 1/4[(\bar{R} + \underline{R}) \cdot \delta t]}{\bar{P}} \quad (2.11)$$

El valor que adquiere este índice se sitúa en el intervalo  $[0,1]$  en el que 0 significa que la unidad evaluada es muy poco flexible y 1 significa que la unidad evaluada es muy flexible. Este índice está directamente relacionado con la definición de flexibilidad anteriormente comentada en el que los puntos críticos que afectan son los valores de rampa y del rango entre el valor máximo y mínimo de la capacidad.

Para caracterizar la flexibilidad de un conjunto de unidades, la metodología propuesta en [37] calcula la media ponderada entre la flexibilidad de cada una de las unidades analizadas y la potencia que tiene cada unidad. Esta media viene definida en la expresión (2.12) donde el valor *FLEX* representa la flexibilidad de un conjunto de unidades. El rango de valores que toma este índice es el mismo que el ya explicado para (2.11)

$$FLEX = \sum_{n \in BG} \left[ \frac{\bar{P}(n)}{\sum_{n \in BG} \bar{P}(n)} \cdot f(n) \right] \quad (2.12)$$

## 2.4 Sistemas eléctricos en estudios de fiabilidad e integración renovable

Los análisis de fiabilidad son estudios utilizados para conocer si los sistemas eléctricos planificados a medio y largo plazo son capaces de suministrar la demanda requerida contando con la incertidumbre en el funcionamiento que tienen los elementos que lo componen. Para poder aplicar los análisis de fiabilidad a dichos sistemas eléctricos, se necesita un modelo de sistema eléctrico que pueda representar el comportamiento de los diferentes elementos que lo componen. La complejidad del modelo depende del análisis de fiabilidad requerido.

En este trabajo, los análisis de fiabilidad se utilizan para analizar cómo las energías renovables más predominantes en los sistemas eléctricos futuros contribuyen a la fiabilidad, tanto en términos de adecuación como de flexibilidad. En concreto, el sistema eléctrico objeto de estudio es el sistema eléctrico español y, por tanto, el objetivo será conocer la fiabilidad de los sistemas futuros planificados en los que la penetración renovable es alta o muy alta. Estos sistemas eléctricos con alta penetración están previstos que se materialicen a medio, largo o muy largo plazo. Es por ello que el grado de conocimiento del sistema eléctrico es bastante reducido ya que a largo plazo no existe la posibilidad de conocer con certeza ni la composición del sistema, ni la disponibilidad de recurso renovable (eólico, solar o hidráulico), ni la demanda, ni la estructura de transporte y distribución del sistema, etc. En consecuencia al grado de conocimiento de la situación futura de los sistemas, el modelado del mismo se realiza de una manera simple ya que es suficiente para ofrecer un primer resultado de su nivel de fiabilidad. Además de la incertidumbre de la situación futura de los sistemas eléctricos, otro factor importante de incertidumbre es la asociada a cada uno de los recursos renovables ya que dependen de factores climáticos que son los mismos que rigen su comportamiento. Por esta razón, la utilización de un modelo simplificado toma aún mayor consideración.

Los estudios más recientes en sistemas eléctricos de potencia basados en planificación e integración renovable, mayoritariamente FV y eólica, integran modelos basados en el clima que utilizan reglas heurísticas que son aplicadas en problemas de optimización técnica y económica. Estos modelos están destinados a la obtención de la capacidad de potencia requerida en un sistema eléctrico y su operación dentro de un marco temporal. Algunos de los trabajos más destacados del uso del modelado de sistemas eléctricos impulsados por el clima (MSIC) son [38–46] los cuales se pueden dividir en dos categorías:

En primer lugar, los estudios [38–42] son aquellos que analizan la integración renovable basados en optimización mediante reglas heurísticas a través del modelo MSIC. El primero de ellos, realizado por Heide et al. [38], analiza el patrón estacional eólico y solar FV para todo el sistema europeo. Mediante el modelo MSIC, el estudio calcula la combinación eólica-solar óptima para poder reducir la variabilidad de la producción de energía y así compensar los efectos positivos y negativos de la generación eólica con los efectos positivos y negativos de la generación FV. El estudio llega a la conclusión de que el mix que permite la menor variabilidad en la generación eólico-solar para un sistema europeo 100% renovable está en torno al 55% eólico y 45% solar FV, entendiendo que la generación está compuesta únicamente por energía eólica y solar FV. Como continuación a este trabajo, los mismos autores Heide et al. presentan el estudio [39] donde el uso del modelo MSIC es utilizado para analizar qué mix es más beneficioso a la hora de reducir lo máximo posible las necesidades de almacenamiento en el sistema eléctrico europeo. En este estudio, el almacenamiento es utilizado para equilibrar la variabilidad de la generación renovable (eólica y solar FV) empleando una capacidad máxima de energía correspondiente a un 1% de la demanda total.

Otro de los estudios basados en reglas heurísticas que hacen uso del modelo MSIC es el realizado por Rasmussen et al. [40]. En este estudio se plantea si es posible equilibrar una generación 100% renovable basada en generación eólica y FV mediante las fuentes de almacenamiento disponibles y futuras en toda Europa. Los resultados obtenidos indican que una pequeña cantidad de almacenamiento basado en hidrógeno de baja eficiencia, el cual está previsto en un futuro próximo, junto con el almacenamiento hidráulico disponible hace posible afrontar la intermitencia de un sistema 100% renovable. Además, el estudio también integra diferentes formas de gestión de los almacenes para poder considerar que, a pesar de utilizar diferentes gestiones de los mismos, el balance estaría garantizado. Similar a este estudio, el trabajo de Andresen et al. [41] realiza el mismo análisis del mix y del almacenamiento pero en este caso particularizado al sistema eléctrico Danés. En este caso, a diferencia del sistema europeo y debido al gran potencial eólico de Dinamarca, el mix 80% eólico y 20% FV registra un valor mínimo en la capacidad de almacenamiento requerido. Finalmente y relacionado con los estudios anteriormente comentados, el estudio [42] realiza un análisis similar determinando qué capacidad de almacenamiento requiere el sistema eléctrico alemán para hacer frente a una generación 100% renovable. Los resultados indican que a partir de un 80% de penetración renovable, el sistema puede integrar mayor capacidad de almacenamiento o bien instalar sobre capacidad de generación renovable. La elección dependerá de un estudio económico que lo haga viable.

En segundo lugar los estudios [43–46], que además de incluir la evaluación de la integración renovable, añaden la optimización económica por medio de un despacho económico. El primero de ellos, el realizado por Schlachtberger et al. [43], donde se plantea un problema de optimización en que se minimiza el coste de generación de todo el sistema europeo bajo distintas hipótesis. La primera es conocer cuál es el parque óptimo de generación de cada uno de

los países y la segunda es, a partir de ese mix obtenido en la primera hipótesis, cómo cambia ese mix de generación cuando se añaden interconexiones entre los países. Los resultados informan de que los mixes de cada país cambian para maximizar la energía más abundante que disponen (eólica o FV) ya que su balance se puede compensar con la generación de otros países. Relacionado con este estudio, el trabajo de Brown et al. [44] amplía el caso de estudio añadiendo los sectores de transporte y de calefacción. Asimismo, la integración de estos sectores se complementa con almacenamientos de calor y almacenamientos mediante el uso de vehículos eléctricos. Los resultados informan de que el acoplamiento de los sectores permite balancear la energía reduciendo el coste de operación del sistema eléctrico. Además, dependiendo del tipo de almacenamiento considerado el efecto de balance afecta de forma estacional o de forma diaria. Finalmente, el último resultado informa que el acoplamiento de los sectores disminuye el efecto que tienen las interconexiones entre los países.

Continuando con los estudios que utilizan el despacho económico para analizar la integración renovable, el estudio [45] plantea el impacto que tiene la penalización de la generación que emite CO<sub>2</sub> a través de la imposición de un coste. El estudio aplicado al sistema europeo integra el acoplamiento con los sectores transporte y calefacción además de considerar la red de transmisión. Los resultados mostrados informan que la imposición de un coste a cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida de unos 100€ que permite reducir la emisión de CO<sub>2</sub> llegando a niveles de emisiones de 1990. Por tanto, un aumento progresivo de coste asociado a la emisión de CO<sub>2</sub> permite evolucionar a los sistemas eléctricos hacia sistemas libres de emisiones. Relacionado con este estudio, el trabajo realizado por Victoria et al. [46] utiliza la optimización del sistema a través de la minimización del coste de operación dependiendo de la integración de diferentes sistemas de almacenamiento. Los almacenamientos considerados son el bombeo hidráulico, las baterías electroquímicas y el almacenamiento de hidrógeno. Los resultados demuestran que cada uno de los almacenamientos, dependiendo de su ciclo de trabajo, permiten compensar diferentes estacionalidades. Por tanto, un equilibrio entre dichos almacenamientos y un correcto precio para las emisiones de CO<sub>2</sub> permiten alcanzar emisiones equivalentes a las de 1990, es decir, una reducción de un 95% con respecto a los niveles actuales (2018).

Como se puede apreciar, el uso del modelo MSIC para el sistema eléctrico permite evaluar diferentes tipos de hipótesis, desde la composición del sistema de generación, pasando por sistemas de almacenamiento energético e incluso la evaluación de cómo influye la gestión de la demanda.



## Capítulo 3.

# Metodología de cálculo aplicada en los estudios de fiabilidad

---

### ÍNDICE DE CONTENIDOS

3.1	Metodología de cálculo de Monte-Carlo secuencial .....	27
3.2	Metodología de cálculo del crédito de capacidad o Valor de capacidad.....	29
3.3	Análisis de la flexibilidad del sistema eléctrico de potencia.....	30

---

### 3.1 Metodología de cálculo de Monte-Carlo secuencial

El procedimiento de cálculo explicado en esta sección se puede aplicar a cada uno de los índices de fiabilidad anteriormente definidos. También se puede aplicar a otros índices como los definidos en [18] para los diferentes niveles HL1, HL2, HL3. A continuación se explica el procedimiento de cálculo aplicado para el nivel HL1 el cual comprende los siguientes puntos:

- Las series temporales de disponibilidad de cada una de las unidades de generación se agregan en una única serie temporal formando la disponibilidad total del conjunto de la generación. De la misma forma, la demanda de cada punto considerado en el sistema se agrega en un punto de demanda. Las series temporales de generación y de demanda se agregan en un solo nudo para simplificar el cálculo de la fiabilidad. El número de series temporales agregadas dependerá de la cantidad de escenarios disponibles como datos de entrada al modelo. Un ejemplo de las series temporales de generación y demanda utilizadas para el cálculo del LOLE se representa en la Figura 3.1.
- En el inicio del cálculo se establece un contador de iteraciones que corresponde a los años simulados ( $y = 0$ ). Para cada año simulado se toma aleatoriamente un escenario de demanda y otro escenario de generación de la etapa anterior.
- Se determina el número de horas en el año  $y$  en el que la capacidad de generación ha sido inferior a la demanda. El número de horas se asigna a un contador  $RC(y)$  que depende de cada año simulado.

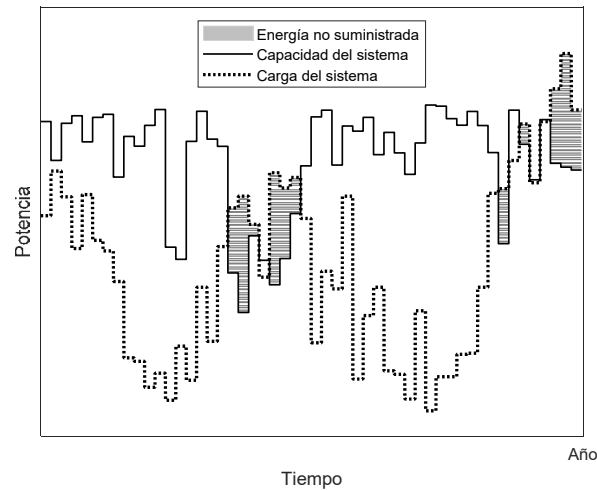


Figura 3.1. Energía no suministrada en la carga considerando la serie temporal de disponibilidad en la generación obtenida de la suma de disponibilidades de cada unidad

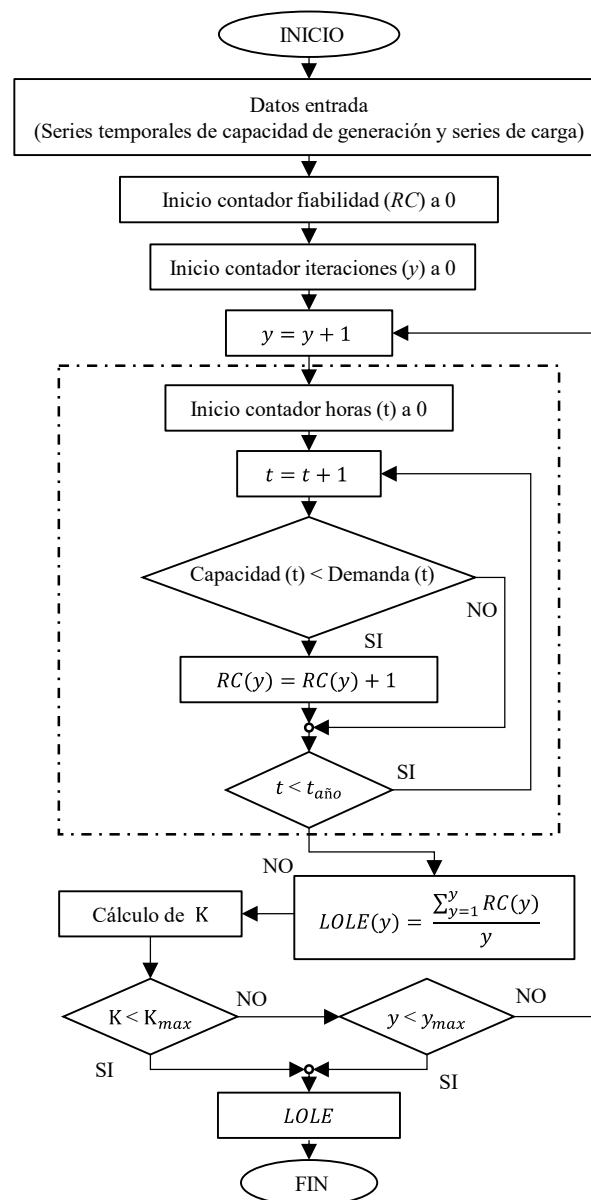


Figura 3.2. Algoritmo de evaluación de la fiabilidad mediante la herramienta Monte-Carlo secuencial.

- Se realiza la media del contador  $RC(y)$  para el total de años simulado y se determina la varianza de dicho contador. El contador  $RC(y)$  es el estimador del índice de fiabilidad buscado por lo que su varianza (2.1) define el error (2.2) cometido en dicha estimación.
- Se incrementa el número de iteraciones  $y$  (años) siempre y cuando el valor del error no sea inferior al error marcado como objetivo.
- Si no se ha llegado al valor de error  $K$  determinado para la simulación en el número de iteraciones  $y$ , el procedimiento de cálculo de Monte-Carlo secuencial finaliza obteniendo un valor del índice de fiabilidad utilizado. Si el error fijado se alcanza, el valor del índice de fiabilidad se toma como hallado.

Este procedimiento de cálculo se detalla en la Figura 3.2.

### 3.2 Metodología de cálculo del crédito de capacidad o valor de capacidad

La metodología de cálculo del crédito de capacidad parte de un sistema eléctrico de potencia inicial al cual se le añade una unidad de generación o se le sustituye una unidad de generación. Partiendo de esta premisa se definen dos sistemas. El primero es el sistema original objeto de estudio, el segundo es el mismo sistema pero cambiando la unidad o unidades de generación del sistema original (objeto de estudio) por el elemento utilizado para su comparación. El elemento utilizado para la comparación dependerá del índice de crédito de capacidad utilizado. Si el índice utilizado es el ELCC, el elemento utilizado para comprar es un incremento de carga, en cambio si el índice es el EFC, el elemento a comparar es una unidad de generación 100% fiable. A partir de aquí, los pasos para completar el procedimiento se muestran en la Figura 3.3 cuyos pasos son:

- Se calcula la fiabilidad del sistema eléctrico a evaluar en el que se ha agregado una cierta capacidad de generación o se ha sustituido capacidad existente (Sistema 1). Un ejemplo podría ser agregar una capacidad de 100MW de capacidad renovable al sistema original. El cálculo de la fiabilidad se puede realizar con cualquiera de los índices de fiabilidad anteriormente definidos (LOLE, LOEE, etc.). Una vez realizado se obtiene un valor numérico de la fiabilidad del sistema. En el caso de la Figura 3.3, llamado LOLE\_1
- Se define el sistema 2 a partir del sistema 1 sustituyendo la capacidad agregada en el sistema 1 por capacidad del elemento utilizado para comparar. Siguiendo con el ejemplo anterior, la capacidad agregada de 100MW renovable en la etapa anterior se sustituye por un cierto valor de capacidad (PC) 100% fiable ya que se pretende definir el crédito de capacidad mediante el índice EFC. A partir de aquí, se realiza un análisis de fiabilidad al sistema 2. El valor obtenido del análisis de fiabilidad se expresa numéricamente siendo LOLE\_2
- Una vez definidos los valores de fiabilidad de ambos sistemas, éstos se comparan entre sí ya que ambos deben ser iguales. Si los valores no son iguales, se modifica la capacidad asignada a la unidad 100% fiable (PC) aumentándola o disminuyéndola según corresponda. El aumento o disminución de la capacidad (PC) se repite iterativamente hasta que el valor de fiabilidad de ambos sistemas son iguales.

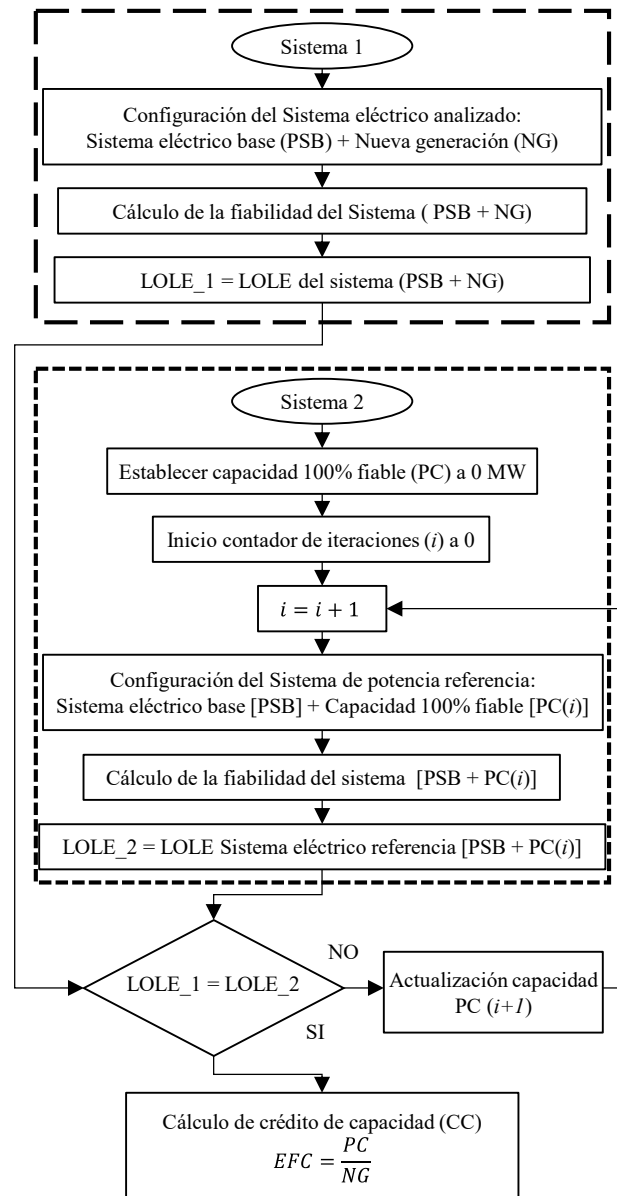


Figura 3.3. Algoritmo de cálculo del crédito de capacidad.

Una vez que los valores de fiabilidad de ambos sistemas son iguales, el proceso iterativo finaliza y se procede al cálculo del crédito de capacidad. En el caso de la Figura 3.3, se representa el EFC que relaciona la capacidad de generación agregada o sustituida ( $NG$ ) en un sistema eléctrico (Sistema 1) con la capacidad equivalente 100% fiable ( $PC$ ) en el sistema formado para la comparación (Sistema 2). Por tanto, el crédito de capacidad se calcula dividiendo la capacidad sustituida 100% fiable ( $PC$ ) entre la nueva generación ( $NG$ )

### 3.3 Metodología para el análisis de la flexibilidad del sistema eléctrico de potencia

La metodología definida anteriormente es la base para la evaluación de la adecuación de un sistema de potencia en este trabajo. En cambio, la evaluación de la flexibilidad se desarrolla a través del cálculo de las necesidades de flexibilidad de un sistema que integra diferentes

tipologías de plantas de generación. Dicha metodología se realiza mediante la siguiente sucesión de etapas.

- Se inicia el cálculo con una serie temporal de demanda. La longitud de la serie temporal puede ser desde días, meses, años, etc. y su resolución puede ser también diferente (minutos, horas, días, etc.).
- Sobre la serie temporal de demanda se aplica la definición del índice de flexibilidad (2.11). El objetivo, al igual que con una unidad de potencia, es definir la flexibilidad requerida por la carga la cual deben aportar las unidades generadoras. Para ello, se aplica la misma expresión que en (2.11) donde el valor  $\bar{P}/\underline{P}$  son las potencias máxima y mínima demandada por la carga, respectivamente. De la misma forma,  $\bar{R}/\underline{R}$  son las rampas máximas y mínimas que se producen en la carga.
- Una vez definida la flexibilidad requerida en la carga, se define la flexibilidad del conjunto de unidades (2.12) que definen la generación ya que debe ser igual a la requerida en la carga para el correcto suministro energético. La expresión (3.1) define la igualdad de las dichas flexibilidades

$$f^{\text{Load}} = FLEX^{\text{Generation}} \quad (3.1)$$

- La elección del conjunto de unidades que componen la generación se realiza teniendo en cuenta la expresión (2.12). Dependiendo de las tecnologías utilizadas para suministrar la demanda, la potencia instalada de cada una de ellas deberá ser suficiente para satisfacer la flexibilidad de la demanda y por tanto satisfacer la igualdad (3.1).
- El criterio de elección de las unidades de generación puede venir dado por diferentes criterios como puede ser: menor coste de generación, menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, mayor integración de energías renovables, etc. Un ejemplo del criterio de elección puede ser el del menor coste de generación.
- El criterio de elección basado en el menor coste de generación y la restricción sobre la flexibilidad requerida por la demanda definen un problema de optimización  $\Theta_1 = \{p_n(t), \bar{P}_n, flex^{BG}\}$  donde el objetivo es minimizar los coste de generación (3.2) bajo las restricciones de balance de potencia entre generación y la demanda (3.3) y de satisfacer los requisitos de flexibilidad de la carga por parte de la generación (3.4).

$$\min_{\Theta_1} \sum_t \left( \underbrace{\sum_n p_n(t) c_n^{OPER}}_{\text{Costes de producción}} \right) + \underbrace{\sum_n \bar{P}_n c_n^{INV}}_{\text{Costes anuales de inversión}} \quad (3.2)$$

Sujeto a:

$$\sum_n p_n(t) = L^R(t), \forall t, n \leftrightarrow \lambda_1(t) \quad (3.3)$$

$$FLEX^{\text{Generación}} \geq f^{\text{Carga}} \leftrightarrow \lambda_2 \quad (3.4)$$

$$\text{donde } \begin{cases} n = 1, \dots, N \\ t = 1, \dots, T \end{cases}$$

El proceso de cálculo definido se resume de forma esquemática en la Figura 3.4

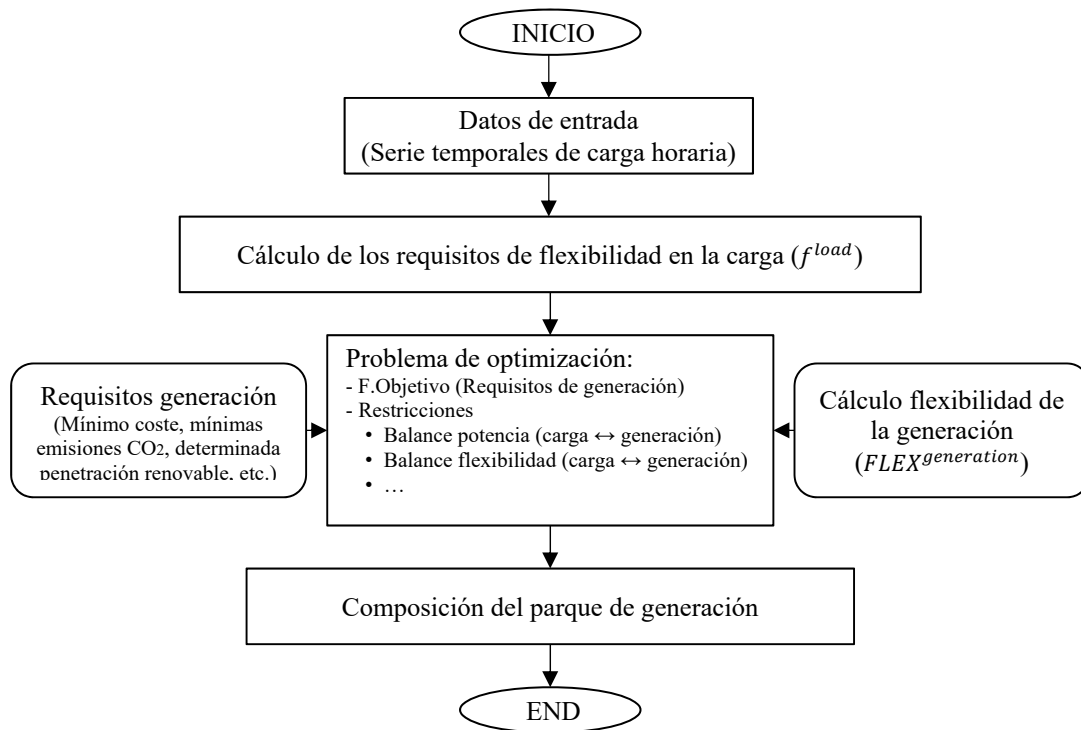


Figura 3.4. Diagrama de la metodología para la evaluación de la flexibilidad.

## Parte III

### MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO





## Capítulo 4.

# Modelos de generación utilizados en estudios de fiabilidad

---

### ÍNDICE DE CONTENIDOS

4.1	Introducción .....	36
4.2	Modelo MSIC.....	36
4.3	Generación térmica .....	38
4.4	Generación solar.....	40
4.4.1	Generación fotovoltaica .....	41
4.4.1.1	Radiación solar extraterrestre .....	41
4.4.1.2	Geometría solar .....	41
4.4.1.3	Geometría del panel FV.....	43
4.4.1.4	Atmósfera .....	43
4.4.1.5	Modelos de obtención de irradiancia horizontal.....	44
4.4.1.6	Ecuaciones de radiación incidente en el panel .....	46
4.4.1.7	Ecuaciones de conversión radiación-potencia FV.....	46
4.4.2	Generación solar termoeléctrica (STE).....	47
4.4.2.1	Obtención de la radiación directa .....	49
4.4.2.2	Conversión irradiación-energía térmica .....	49
4.4.2.3	Conversión térmica-electricidad.....	50
4.5	Generación eólica.....	50
4.5.1	Introducción y estado del arte .....	50
4.5.2	Descripción técnica MBB .....	52
4.6	Almacenamiento energético .....	54
4.6.1	Modelado general del almacenamiento.....	54
4.6.2	Estrategias de despacho de los almacenamientos .....	56
4.6.2.1	Estrategia de prioridad de almacenamiento.....	56

4.6.2.2 Estrategia de alisado .....	57
4.7 Generación hidráulica de embalse .....	58

## 4.1 Introducción

Los estudios realizados en este trabajo se basan principalmente en el análisis de la fiabilidad de sistemas eléctricos que incorporan o reemplazan parte de la generación eléctrica existente por nueva generación de carácter renovable. Hasta la fecha y según las previsiones futuras (como se ha visto en el Capítulo 1), la generación con mayor incremento en su capacidad es de tipología eólica y solar. También, los sistemas eléctricos futuros tienen previsión de una alta integración de nuevas formas de almacenamiento energético que permita complementar la generación eólica y solar. Aun así, los sistemas siguen contando con una importante participación de generación térmica convencional y de generación hidráulica.

El modelo de representación de los sistemas eléctricos ha sido presentado en la última sección del Capítulo 2. Éste modelo se describe matemáticamente en el este capítulo y es la base a la que se deben incorporar cada una de las tecnologías citadas. La incorporación al sistema se debe de realizar mediante la representación de la potencia generada por cada una de las unidades para suministrar la energía requerida por la demanda.

Además del modelo de sistema eléctrico, en este capítulo se describen matemáticamente cada uno de los modelos de generación térmica convencional, solar FV, solar térmica de concentración, eólica, hidráulica y almacenamiento energético.

## 4.2 Modelo MSIC

El modelo MSIC basa el modelado del sistema eléctrico en la obtención de la serie temporal de desajuste definida de forma general en (4.1).

$$\Delta(t) = g(t) - l(t) \quad (4.1)$$

En la expresión,  $g(t)$  es la generación de un sistema eléctrico compuesto por cada una de las tecnologías presentes en el mismo y  $l(t)$  es la carga de ese sistema eléctrico. Por tanto, esta ecuación define el desajuste entre la generación y la carga, es decir, permite definir cuál es el requisito del sistema para poder cumplir la ecuación de balance de potencia que define el principio de funcionamiento de los sistemas eléctricos. La ecuación (4.1) se modifica cuando en ella se sustituye a la generación por las tecnologías consideradas en los análisis. En el caso de las tecnologías eólica y solar FV, la ecuación queda modificada según (4.2) donde el desajuste producido por las VRES  $\Delta_{VRES}(t)$  queda definido por los términos  $w(t)$  y  $s(t)$  que se corresponden a las series temporal de generación eólica y solar FV, respectivamente.

$$\Delta_{VRES}(t) = w(t) + s(t) - l(t) \quad (4.2)$$

Esta expresión también se puede definir de forma normalizada a un valor determinado. Los estudios presentados anteriormente utilizan la ecuación de desajuste normalizada utilizando el

valor medio horario de la serie temporal de carga o av.h.l (Carga horaria promedio). La normalización de las series temporales de potencia eólica, solar FV y de la carga se define en (4.3) donde cada serie temporal es dividida por el valor medio horario de la propia serie  $\langle w \rangle, \langle s \rangle, \langle l \rangle$ , para eólica, solar y la carga, respectivamente, y multiplicado por la media del valor medio horario de la carga (av.h.l).

$$\begin{aligned} W(t) &= \frac{w(t)}{\langle w \rangle} \cdot av.h.l \\ S(t) &= \frac{s(t)}{\langle s \rangle} \cdot av.h.l \\ L(t) &= \frac{l(t)}{\langle l \rangle} \cdot av.h.l \end{aligned} \quad (4.3)$$

A raíz de esta normalización, la serie temporal de desajuste puede modificarse quedando definida por las series temporales normalizadas. Por tanto, la serie temporal de desajuste normalizada quedaría definida según (4.4).

$$\Delta'_{VRES}(t) = W(t) + S(t) - L(t) \quad (4.4)$$

El trabajo realizado por Heide et al [38] utiliza esta metodología de cálculo para definir la integración renovable en Europa. En este trabajo se modela la generación eólica y solar de todos los países de Europa para evaluar cómo ambas tecnologías se combinan con el objetivo de suministrar la mayor cantidad de energía a la demanda. La Figura 4.1 representa gráficamente la obtención de la serie temporal de desajuste mediante la expresión (4.2).

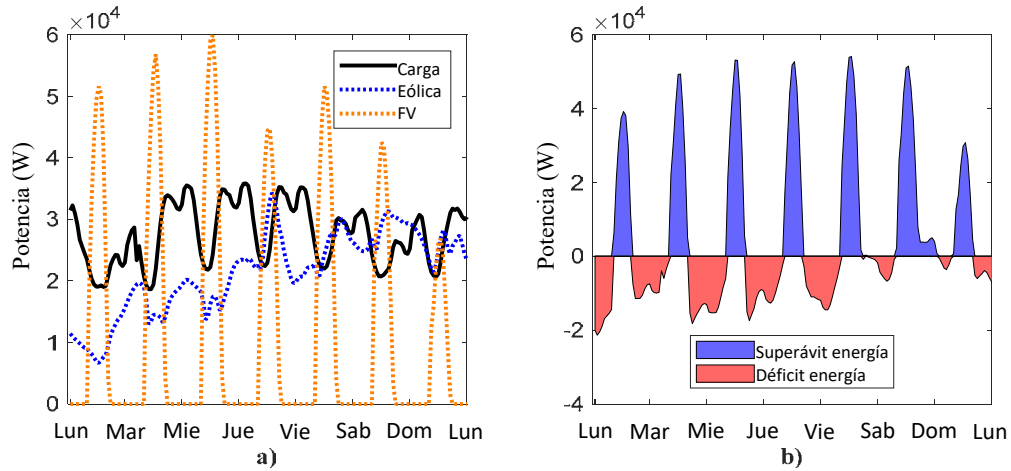


Figura 4.1. a) Series temporales semanales de potencia eólica, solar y de carga. b) Serie temporal de desajuste en la que la parte negativa representan la falta de suministro en la carga y la parte positiva representa el exceso de energía generada.

Asimismo, la expresión de desajuste se puede dividir en dos partes que corresponde al excedente de energía por parte de la generación y al déficit energético cuando la generación no es suficiente para suministrar la carga. Las dos partes definidas se puede observar en la Figura 4.1 donde la parte positiva del desajuste se representa en color azul y la parte negativa del desajuste se representa en color rojo. Ambas series temporales de superávit y de déficit se definen matemáticamente en la expresión (4.5). A través de las series temporales de superávit y de déficit se puede obtener la energía total de exceso que se produce en el sistema durante un cierto periodo de tiempo y la energía total de déficit que requiere el sistema para completar el

suministro de la demanda durante un cierto periodo de tiempo. Ambas expresiones se definen en (4.6).

$$\begin{cases} E^+(t) = \Delta_{VRES}^+(t) \\ E^-(t) = \Delta_{VRES}^-(t) \end{cases} \quad (4.5)$$

$$\begin{cases} E_{Surplus} = \sum_t E^+(t) \\ E_{Shortage} = \sum_t E^-(t) \end{cases} \quad (4.6)$$

Las expresiones definidas en (4.5) y (4.6) tienen un papel importante dentro de los estudios que utilizan la metodología MSIC. En el estudio realizado por Andresen et al [41], se analiza cómo debe ser la composición eólica y FV en el sistema eléctrico danés a través de la energía excedentaria del sistema. El excedente energético que se obtiene procede de la falta de correlación existente entre la generación VRES y la carga. Esto lleva a una composición de la generación que permite minimizar la cantidad de energía de superávit. Añadido a este análisis, se incluye el efecto en la composición de la generación y en la energía de superávit cuando se añade un pequeño almacenamiento en el sistema. El sistema de almacenamiento permite realizar un balance entre las dos series de desajuste definidas en (4.5) ya que el almacenamiento permite recuperar la energía excedente para poder entregarla en periodos de déficit energético. Los estudios [39,40,42] hacen énfasis en el análisis del papel del almacenamiento para la integración masiva de energías renovables utilizando la metodología MSIC. Todos ellos analizan cuál es la capacidad de almacenamiento óptima que permita compensar los excesos con los déficits de energía procedente de las VRES.

La integración de cualquier tipo de tecnología de generación dentro de los sistemas eléctricos lleva a la modificación de la expresión de desajuste (4.2) de la metodología definida. Un caso particular que modifica la ecuación de desajuste es el de añadir una tecnología de gestión como es un almacenamiento energético. En este caso, la ecuación de desajuste (4.2) quedaría modificada según (4.7) en la que se añade el término  $H(t)$  y  $R(t)$  haciendo referencia a cualquier planta hidráulica de embalse y a un almacenamiento energético del sistema, respectivamente.

$$\Delta(t) = \Delta_{VRES}(t) + H(t) + R(t) \quad (4.7)$$

La adición de tecnologías de generación es viable siempre y cuando se tenga en cuenta el despacho de la energía generada por cada tecnología. Es importante discretizar dentro de las tecnologías de generación dos categorías. Las tecnologías de generación gestionable y las tecnologías de generación no gestionable. Cuando el sistema integra varias tecnologías de generación gestionable se debe considerar un orden de despacho de energía. Éste prioriza qué generación entrega la energía a la carga. Las técnicas más utilizadas para elegir el orden del despacho son, entre otras: Menor coste de producción, Mayor eficiencia energética, menor emisión de  $\text{CO}_2$ , etc.

### 4.3 Generación térmica

El modelado de la generación térmica convencional (carbón, ciclo combinado y nuclear) se realiza mediante la generación de series temporales de capacidad. Estas series temporales se generan mediante los datos de disponibilidad de cada unidad considerada. La disponibilidad de

las unidades viene dada por la distribución de probabilidad que sigue la tasa de fallo y de reparación de cada unidad. La forma más utilizada para definir el estado de operación de una unidad de generación es mediante una cadena de Markov. El motivo del uso de la cadena de Markov es que el estado de las unidades de generación presentan una sucesión de eventos en los que el siguiente depende del estado anterior definiendo así una de las propiedades de las cadenas de Markov. Estas cadenas se pueden describir con un número infinito de estados en los que el paso de un estado a otro es un proceso estocástico discreto. Las cadenas más utilizadas en la definición del estado de una central son los procesos de Markov de 2 (el más simple), 3, y cuatro estados. El incremento en el número de estados depende, principalmente, de la información histórica obtenida de la unidad generadora. De forma habitual, los datos estadísticos históricos obtenidos incluyen el tiempo en el que una unidad no ha estado disponible y el tiempo en el que ha estado disponible. Es por la limitación en la información sobre más estados por lo que se utiliza el proceso de Markov de dos estados (4.8) en los que la tasa de fallo y reparación del ciclo de cada unidad se representa mediante distribuciones de probabilidad exponenciales.

El uso de distribuciones de probabilidad exponencial se deriva de la modelización de situaciones en las que interesa determinar el número de hechos de un cierto tipo en un intervalo de tiempo bajo supuestos de aleatoriedad. Esta modelización definida es propia de la distribución de probabilidad de Poisson la cual deriva en una distribución de probabilidad exponencial cuando la variable aleatoria no es la situación si no que es el tiempo que tarda en producirse dicha situación (en este caso el tiempo que transcurre entre un fallo o una reparación). Las distribuciones de probabilidad exponencial de fallo y de reparación de una unidad de generación se pueden representar de la siguiente forma:

$$\begin{cases} TTF = MTTF \cdot \ln r \\ TTR = MTTR \cdot \ln r \end{cases} \quad (4.8)$$

donde  $r$  es un número aleatorio uniformemente distribuido entre 0 y 1,  $TTF/TTR$  es el tiempo hasta el fallo/reparación y  $MTTR/MTTF$  es el tiempo medio hasta el fallo/reparación.

A partir de estas expresiones se crea de forma secuencial una serie temporal anual de disponibilidad de cada unidad considerada alternando entre periodos de disponibilidad y fallo. A su vez, las series de disponibilidad de las unidades de generación se convierten en series de capacidad cuando a cada periodo de disponibilidad se le asigna la capacidad correspondiente de la unidad (potencia instalada). Un ejemplo de la serie temporal de capacidad de un sistema formado por dos unidades es la mostrada en la Figura 4.2 (arriba) donde la capacidad de cada unidad se combina para formar la capacidad global del sistema.

Finalmente, la suma de cada serie temporal de capacidad de cada unidad resulta en la serie temporal anual de capacidad del conjunto de la generación de un sistema eléctrico. La serie de capacidad de todo el sistema queda representada a modo de ejemplo en la Figura 4.2 (abajo). La serie temporal de capacidad del sistema de generación es una de las entradas necesarias para iniciar el cálculo de la fiabilidad a través de la metodología de simulaciones de Monte-Carlo secuenciales. Una vez conocida la serie temporal de capacidad del sistema de generación térmica convencional, ésta pasa a representar la variable  $g(t)$  en la ecuación (4.1) del modelo MSIC expuesto en el Capítulo 4

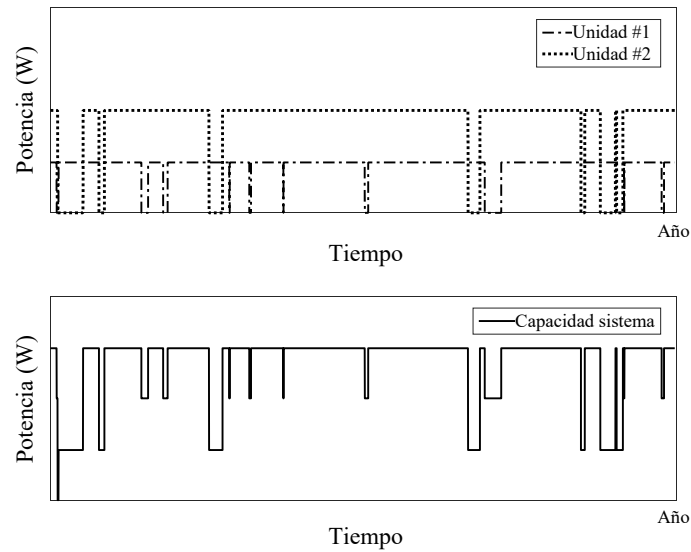


Figura 4.2. Ejemplo de la serie temporal de disponibilidad para dos unidades de generación (figura superior) y la disponibilidad total del sistema compuesta por esas unidades de generación (figura inferior)

#### 4.4 Generación solar

Las dos tecnologías que se consideran dentro del aprovechamiento de la radiación solar son la generación FV y la generación solar termoelectrica (STE). El modelado de las tecnologías solares depende principalmente de dos factores que afecta a la elección del modelo utilizado para caracterizar cada tecnología en los estudios de fiabilidad. Los factores son:

El primer factor es la simplicidad. Los modelos deben encontrar un compromiso entre la simplicidad y la representatividad dentro de los estudios de fiabilidad. En concreto, los estudios de fiabilidad con base probabilística requieren la mayor cantidad posible de datos de potencia eléctrica generada por cada una de las tecnologías modeladas. A su vez, la utilización de la metodología Monte-Carlo requiere modelos simples para realizar las simulaciones sin acarrear en un gran tiempo de cálculo.

El segundo factor es la disponibilidad de los datos utilizados para el cálculo de las series temporales de generación. Las fuentes utilizadas proceden de la página web de la Nasa [47] y de la página web del servicio integral de apoyo al regante (SIAR) [48]. La primera fuente de datos recoge los valores del índice de claridad necesario para los modelos solares desde el año 1983 hasta la actualidad. Los datos tienen resolución temporal diaria y espacial de 4.5x4.5 grados de latitud y longitud. El índice de claridad relaciona radiación solar extraterrestre con la radiación solar terrestre en una superficie horizontal. Este índice representa la reducción que sufre la radiación por el efecto de atravesar la atmosfera terrestre. La segunda fuente de datos recoge los valores de radiación medida horizontalmente en la superficie de la Tierra medidos desde el año 2002 hasta la actualidad en la península ibérica. Los valores tomados tienen una resolución horaria junto con una resolución espacial variable determinada por la localización de las estaciones meteorológicas desde donde se realizan las medidas.

#### 4.4.1 Generación fotovoltaica

El modelo de generación FV utilizado para este estudio es el presentado por Santos-Martin et al [49]. El modelo representa el proceso de generación energética de la radiación solar desde el sol hasta los paneles solares. Para ello, el modelo integra diferentes sub-modelos que representan el camino que recorren los rayos solares y que caracterizan la interacción física de la radiación con la atmósfera y la superficie terrestre. La Figura 4.3 caracteriza las diferentes etapas en la caracterización del modelo FV. En la figura, los cuadros del diagrama de flujo representan los submodelos de los que está compuesto el modelo FV. La definición de cada uno de los submodelos se realiza en la siguiente sección.

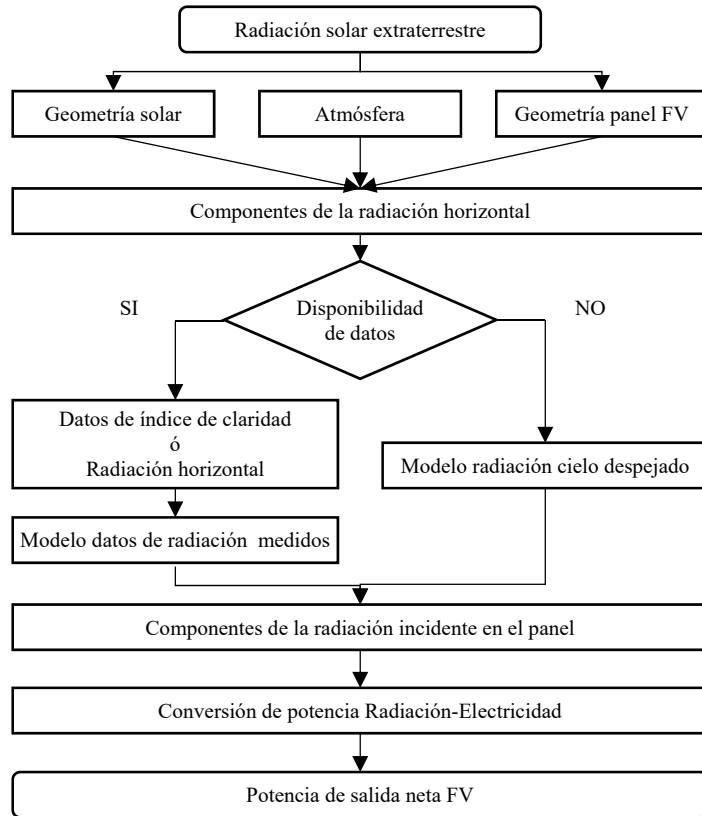


Figura 4.3. Esquema de caracterización del modelo FV.

##### 4.4.1.1 Radiación solar extraterrestre

El modelado de la tecnología FV comienza definiendo la energía generada por radiación por el sol ( $H_0$ ) en función de los días del año ( $n$ ). La cantidad de energía generada en función del día del año se representa por la ecuación (4.9).

$$H_0 = 1360.8 \left( 1 + 0.033 \cos \left( 360 \frac{n}{365} \right) \right) \quad (4.9)$$

##### 4.4.1.2 Geometría solar

Los rayos solares procedentes del sol inciden en la superficie terrestre con una determinada inclinación. Para medir la incidencia de los rayos, se definen los ángulos de zenit ( $\theta_s$ ), altitud ( $\alpha_s$ ) y azimut ( $\gamma_s$ ) mediante las expresiones (4.16)-(4.18), respectivamente. El cálculo de estas expresiones parte del conocimiento de los parámetros y variables: latitud de la localización ( $\phi$ ), ángulo de declinación solar ( $\delta$ ), que es definido en (4.11) a partir de la oblicuidad terrestre ( $\varepsilon$ ) y de la longitud de la eclíptica ( $\lambda$ ), y del ángulo horario ( $\omega$ ) definido en (4.15). Para el cálculo del ángulo horario es necesario el cálculo previo del tiempo solar ( $\tau_{sol}$ ) representado por la ecuación (4.14).

El tiempo solar se puede construir a partir de los siguientes parámetros y variables: el grado de longitud de la localización ( $\lambda_{loc}$ ), la diferencia horaria ( $t_{ds}$ ) correspondiente a huso horario de la localización, el tiempo definido en horas y minutos ( $t_{hr}, t_{min}$ ), el meridiano estándar ( $\lambda_{std}$ ) y la ecuación del tiempo ( $\tau_{eot}$ ). Estos dos últimos términos son variables por lo que, a su vez, se definen en las ecuaciones (4.13) y (4.12), respectivamente. El meridiano estándar se define en función del tiempo universal coordinado (UTC) ( $t_{utc}$ ) y la ecuación del tiempo depende de la longitud de la eclíptica ( $\lambda$ ) definida en la ecuación (4.10)

La Figura 4.4 muestra los ángulos de incidencia de los rayos del sol con respecto a la posición del sol. El modelo explicado en [50] y descrito en este apartado realiza un seguimiento vectorial del sol con respecto a la tierra con el objetivo de representar la variabilidad de dicha posición a lo largo de los días del año.

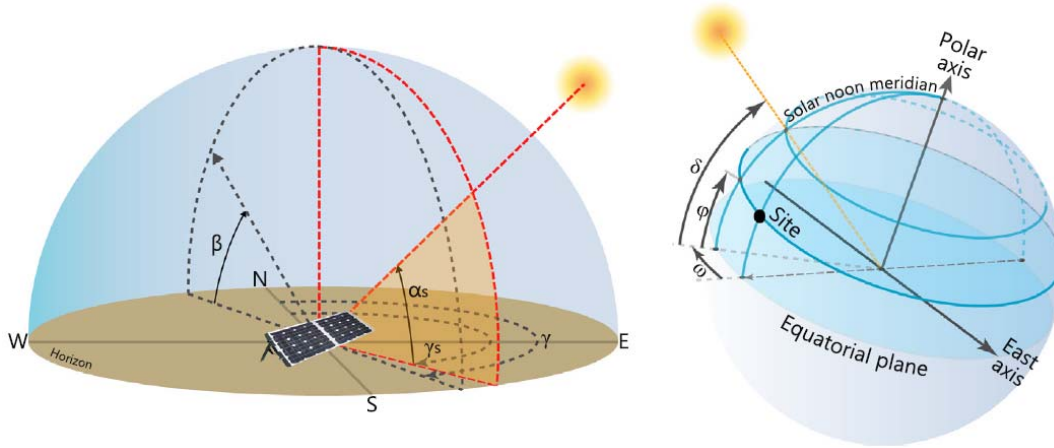


Figura 4.4. Geometría solar y definición de ángulos para los paneles FV. Imagen obtenida de [51]

$$\lambda = \frac{360}{365.25}(n - 81) \quad (4.10)$$

$$\delta = \sin^{-1}(\sin \lambda \sin \varepsilon) \quad (4.11)$$

$$\tau_{eot} = 9.9 \sin(2\lambda) - 7.1 \cos(\lambda) - 1.9 \sin(\lambda) - 0.25 \cos(2\lambda) \quad (4.12)$$

$$\lambda_{std} = 15 \cdot t_{utc} \quad (4.13)$$

$$\tau_{sol} = (60(t_{hr} + t_{ds}) + t_{min} + 4(\lambda_{loc} - \lambda_{std}) + \tau_{eot}) / 60 \quad (4.14)$$

$$\omega = 15(\tau_{sol} - 12) \quad (4.15)$$



$$\theta_s = \cos^{-1}(\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \quad (4.16)$$

$$\alpha_s = 90 - \theta_s \quad (4.17)$$

$$\gamma_s = \begin{cases} \gamma_c, & \text{si } \omega < 0 \\ 360 - \gamma_c, & \text{resto} \end{cases} \quad (4.18)$$

donde  $\gamma_c = \cos^{-1} \left( \frac{\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega}{\cos \alpha_s} \right)$

#### 4.4.1.3 Geometría del panel FV

Una vez definida la posición del sol respecto del eje de coordenadas terrestre, se debe tener en cuenta la posición del panel FV dentro de ese mismo eje de coordenadas terrestre. El posicionamiento del panel es necesario para poder conocer la interacción entre el mismo y los rayos solares. Para ello, se definen las tres tipologías de configuración en la orientación que se pueden dar en un panel FV (posicionamiento fijo, seguimiento Este-Oeste y seguimiento en dos ejes). Para cada configuración se define el ángulo de azimut del panel FV ( $\gamma$ ) y el ángulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal ( $\beta$ ). Estos ángulos se definen para cada una de las configuraciones a continuación:

- Geometría de posicionamiento fija

$$\gamma = \begin{cases} 180, & \text{si } \phi \in (0, 90), \text{ Hemisferio norte} \\ 0, & \text{si } \phi \in (-90, 0), \text{ Hemisferio sur} \end{cases} \quad (4.19)$$

$$\beta = -0.004\phi^2 + a \cdot |\phi| + b$$

where

$$\begin{cases} a = 1.13, b = 0 & \text{si modelo radiación de cielo despejado} \\ a = 0.92, b = 2 & \text{si modelo radiación mediante datos medidos} \end{cases} \quad (4.20)$$

- Geometría de posicionamiento con seguimiento Este-Oeste

$$\gamma = \gamma_s, \quad \beta = 90 - \alpha_s \quad (4.21)$$

- Geometría de posicionamiento con seguimiento en dos ejes

$$\gamma = \begin{cases} 90^\circ & \text{si } \gamma_s > 0 \\ -90^\circ & \text{si } \gamma_s \leq 0 \end{cases} \quad (4.22)$$

$$\beta = \tan^{-1} \left[ \tan(90 - \alpha_s) \cdot |\cos(\gamma - \gamma_s)| \right] \quad (4.23)$$

#### 4.4.1.4 Atmósfera

En este submodelo se determina la interacción entre la atmósfera y los rayos solares en su camino al panel FV. Los parámetros que definen esta interacción son el factor de turbidez ( $T_L$ ) y la masa absoluta del aire ( $AM$ ). El primer factor (4.24), se calcula en función de la presión atmosférica ( $p$ ), que es descrita en la ecuación (4.25) a partir de la altura de la localización, y de

la masa relativa del aire ( $AM_0$ ) definida en (4.25). El segundo factor (4.26), descrito inicialmente en [52] y redefinido en el modelo de Santos-Martin, describe el espesor de la atmósfera en función de la cantidad de vapor de agua y partículas suspendidas en ella mediante la parametrización de (4.26) a partir de la latitud de la localización ( $\phi$ ).

$$AM = AM_0 \frac{P}{101325} \quad (4.24)$$

$$\text{donde} \begin{cases} p = 100 \left( \frac{44331.514 - h}{11880.516} \right)^{1/0.1902632} \\ AM_0 = \frac{1}{\left( \sin \alpha_s + 0.50572 (6.07995 + \alpha_s)^{-1.6364} \right)} \end{cases} \quad (4.25)$$

$$T_L = c + d \cos(\omega \cdot n)$$

$$\text{donde} \begin{cases} c = 1.8, d = 0 & \text{si } |\phi| > 60^\circ, \text{ Polos} \\ c = 3.8, d = 0.56, \omega = 1.13 & \text{si } -23.44^\circ > \phi > 0^\circ, \text{ Trópico sur} \\ c = 4.25, d = -0.46, \omega = 0.94 & \text{si } 23.44^\circ > \phi > 0^\circ, \text{ Trópico norte} \\ c = 3, d = -0.84, \omega = 0.94 & \text{si } 60^\circ \geq \phi \geq 23.44^\circ, \text{ Zona norte} \\ c = 3.2, d = 0.36, \omega = 0.94 & \text{si } -60^\circ \geq \phi \geq -23.44^\circ, \text{ Zona sur} \end{cases} \quad (4.26)$$

#### 4.4.1.5 Modelos de obtención de irradiancia horizontal

En esta etapa del cálculo se obtienen las dos componentes en las que se puede dividir la radiación horizontal incidente en la superficie terrestre: componente directa y componente difusa. El cálculo de las dos componentes se suele llevar a cabo a partir de dos modelos existentes: El modelo de radiación de cielo despejado (*clear sky irradiance model*) y el modelo de radiación a partir de datos medidos (*Irradiance with measured data*). La diferencia entre ambos modelos está en la disponibilidad de datos de radiación horizontal a través de mediciones. El primer modelo se utiliza cuando no existen datos disponibles calculando las componentes de la radiación a través de una caracterización de la atmósfera. El segundo modelo se utiliza cuando existe la disponibilidad de mediciones de radiación horizontal. Cada modelo se define en detalle a continuación:

- *Radiación de cielo despejado* [53] Este modelo, que ha sido descrito por Perez et al. [54], se utiliza para el cálculo de las componentes de la radiación horizontal mediante la caracterización de la atmósfera, la humedad relativa, el contenido en aerosoles y la dispersión Rayleigh. El modelo inicialmente calcula los factores dependientes de la altitud ( $f_{h1}, f_{h2}, c_{g1}, c_{g2}$ ) mediante las ecuaciones (4.27) y (4.28). Estos factores junto con los factores de la atmósfera, permiten calcular las componentes horizontal  $G_{h,c}$  y directa  $G_{b,c}$  de la radiación mediante las ecuaciones (4.29) y (4.30), respectivamente. Finalmente, la componente difusa de la radiación  $G_{dh,c}$  será la diferencia entre la radiación horizontal y la directa la cual está calculada mediante la expresión (4.31). La adición del subíndice (c) a cada término hace referencia a que los valores calculados proceden de calculados mediante expresiones empíricas.

$$\begin{cases} f_{h1} = \exp(-h/8000) \\ f_{h2} = \exp(-h/1250) \end{cases} \quad (4.27)$$

$$\begin{cases} c_{g1} = 0.0000509 \cdot h + 0.868 \\ c_{g2} = 0.0000392 \cdot h + 0.387 \end{cases} \quad (4.28)$$

$$G_{h,c} = H_0 \cos(\theta_s) c_{g1} \cdot \exp\{-c_{g2} AM \cdot [f_{h1} + f_{h2} (T_L - 1)]\} \cdot \exp(0.01 AM^{1.8}) \quad (4.29)$$

$$G_{bn,c} = \min \left\{ H_0 \left( 0.664 + \frac{0.163}{f_{h1}} \right) \exp(-0.09 AM (T_L - 1)), \right. \\ \left. \frac{G_{h,c}}{\cos(\theta_s)} \left( 1 - \frac{0.1 - 0.2 \cdot \exp(-T_L)}{0.1 + 0.0882/f_{h1}} \right) \right\} \quad (4.30)$$

$$G_{dh,c} = G_{h,c} - G_{bn,c} \cos(\theta_s) \quad (4.31)$$

- *Radiación a partir de datos medidos.* El modelo fue presentado inicialmente en el estudio [55] para calcular las componentes directa y difusa de la radiación horizontal. Como se ha comentado anteriormente, este modelo parte de la disponibilidad de datos de radiación horizontal medida en la superficie terrestre ( $G_{h,m}$ ). A partir de estos datos medidos, que en este caso son de carácter horario, se puede conocer el índice de claridad ( $k_T$ ) mediante la relación de la radiación horizontal medida y la radiación extraterrestre ( $H_0$ ) junto con el ángulo de zenit ( $\theta_s$ ) como muestra la ecuación (4.32). Una vez calculado el índice de claridad horario, se calcula el índice de claridad diario ( $K_{Td}$ ) a partir de la ecuación (4.33) mediante el valor promedio del índice de claridad horario y el factor de persistencia ( $\psi_t$ ) descrito en (4.34) que representa la inercia de las condiciones climáticas de la atmósfera. Finalmente, a través del cálculo del factor de fracción difusa ( $K_d$ ) mediante la ecuación (4.35), se puede determinar las componentes directa ( $G_{bn,m}$ ) y difusa ( $G_{dh,m}$ ) de la radiación como se expresa en las ecuaciones (4.36) y (4.37). La adición del subíndice ( $m$ ) a cada término hace referencia a que los valores calculados proceden de valores medidos.

$$k_T = \begin{cases} 0, & \text{si } \theta_s > 85^\circ \\ \frac{G_{h,m}}{H_0 \cos(\theta_s)}, & \text{resto} \end{cases} \quad (4.32)$$

$$K_{Td} = \frac{\sum_{day} G_{h,m}}{\sum_{day} H_0 \cos(\theta_s)} \quad (4.33)$$

$$\psi_t = (k_{t-1} + k_{t+1})/2 \quad (4.34)$$

$$k_d = \frac{1}{1 + \exp(-5.323 + 7.279 k_T - 0.03 \tau_{sol} - 0.005 \alpha_s + 1.719 K_{Td} + 1.082 \psi_t)} \quad (4.35)$$

$$G_{dh,m} = G_{h,m} \cdot k_d \quad (4.36)$$

$$G_{bn,m} = \frac{G_{h,m} - G_{dh,m}}{\cos(\theta_s)} \quad (4.37)$$

A modo de puntualización, la práctica común seguida por parte de los repositorios de datos es directamente entregar los valores de índice de claridad horario o diario (dependiendo de la resolución). Esta práctica permite prescindir de la ecuación (4.32). Uno de los repositorios de datos que usan este método dando los valores de índice de claridad en lugar de valores de radiación horizontal medida es el de la NASA pudiéndose consultar en [47].

#### 4.4.1.6 Ecuaciones de radiación incidente en el panel

Una vez calculadas las componentes de la radiación horizontal mediante el modelo seleccionado en base a los datos disponibles, se determina qué cantidad de esa radiación llega al panel en función de su orientación. Para ello, en primer lugar se determina el ángulo de incidencia ( $\Theta$ ) de los rayos solares en el panel mediante la expresión (4.38). A partir del ángulo calculado, se determinan las componentes de la radiación incidente en el panel que son: la radiación directa ( $G_{bi}$ ), reflejada ( $G_{ri}$ ) y difusa ( $G_{di}$ ). La primera de ellas vendrá determinada por la ecuación (4.39) por el efecto del ángulo de incidencia. La radiación reflejada calculada en la expresión (4.40) se verá afectada por el ángulo de incidencia y el factor reflexión ( $\rho_g$ ) comúnmente llamado albedo. La radiación difusa calculada a través de la ecuación (4.43) será función del índice anisótropo ( $A$ ) y de factor geométrico ( $R_b$ ). La radiación solar total incidente en el panel será la suma de las tres anteriores expresada mediante la ecuación (4.44) que se transformará en la energía total recibida en el panel ( $E$ ) cuando se le aplique los factores de reducción debidos a la sombra ( $\eta_{sh}$ ) y a la suciedad ( $\eta_s$ ) que viene determinada por la ecuación (4.45)

$$\Theta = \cos^{-1}(\sin \beta \cos \alpha_s \cos(\gamma - \gamma_s) + \cos \beta \sin \alpha_s) \quad (4.38)$$

$$G_{bi} = G_{bn} \cdot \cos \Theta \quad (4.39)$$

$$G_{ri} = \rho_g \frac{(1 - \cos \Theta)}{2} \cdot G_h \quad (4.40)$$

$$An = \frac{G_{bn}}{H_0} \quad (4.41)$$

$$R_b = \frac{\cos \Theta}{\cos(90 - \alpha_s)} \quad (4.42)$$

$$G_{di} = G_{dh} \left[ An \cdot R_b + (1 - An) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (4.43)$$

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri} \quad (4.44)$$

$$E = G_i \eta_s \eta_{sh} \quad (4.45)$$

#### 4.4.1.7 Ecuaciones de conversión radiación-potencia FV.

La última parte del modelo de Santos-Martin es el descrito en las ecuaciones (4.46)-(4.51). Este submodelo transforma la energía total recibida por radiación en el papel en potencia eléctrica. La ecuación principal del submodelo es (4.49) que ha sido propuesta en [49] para

obtener la potencia eléctrica que generan los paneles fotovoltaicos. La expresión se ha obtenido mediante un modelo de regresión calculado con la combinación de más de 10.018 paneles FV y 537 inversores con diferentes morfologías eléctricas. El cálculo se realiza a través de la radiación total normalizada que llega al panel ( $E_{pu,a}$ ) y la diferencia de temperatura ( $\Delta T$ ) con respecto a la temperatura bajo condiciones standard de test (STC) cuyo valor es de 20°C calculada en (4.47). A su vez, la radiación total que llega al panel ha sido normalizada bajo STC mediante la ecuación (4.46) y corregida con el factor de sobrecapacidad ( $R_{oc}$ ) que representa la ecuación (4.48). Finalmente, la potencia neta ( $P_n$ ) generada por el panel FV queda definida en (4.51) al contabilizar las pérdidas que pueden existir en los paneles por pérdidas en los cables ( $\eta_w$ ), pérdidas en el desajuste ( $\eta_m$ ), pérdidas en las conexiones ( $\eta_c$ ), pérdidas características del panel ( $\eta_{np}$ ) y las pérdidas por degradación inducidas por la luz inicial ( $\eta_l$ ). Las últimas pérdidas representan el factor de degradación que produce el paso de los años ( $t_{age}$ ) en los paneles y que se representa a través de la expresión (4.50)

$$E_{pu} = E/800 \quad (4.46)$$

$$\Delta T = T_{amb} - 20 \quad (4.47)$$

$$E_{pu,a} = \frac{R_{oc}}{1.05} E_{pu} \quad (4.48)$$

$$P_g = S_{stc} \left[ 0.846 E_{pu,a} - 0.106 E_{pu,a}^2 - 0.00368 E_{pu,a} \Delta T \right] \quad (4.49)$$

$$\eta_l = \eta_{lo} - 0.005 t_{age} \quad (4.50)$$

$$P_n = P_g \cdot \eta_m \eta_w \eta_c \eta_l \eta_{np} \quad (4.51)$$

#### 4.4.2 Generación solar termoeléctrica (STE)

El modelo que se muestra en este apartado corresponde a la caracterización de la central de generación STE bajo la configuración de central de colectores cilindro-parabólicos (Figura 4.5). Este tipo de central STE cuenta con almacén energético de sales fundidas.

El modelado de las unidades de generación basadas en la generación térmica solar de concentración sigue el mismo procedimiento de convertir las series temporales de radiación solar en series temporales de potencia eléctrica. El modelo se puede dividir en tres partes: la obtención de la radiación solar directa incidente en los colectores solares procedente del sol, su transformación a energía térmica y su conversión final a energía eléctrica. El proceso de conversión sigue el esquema representado en el diagrama de bloques de la Figura 4.6. Como se observa, las etapas hasta la obtención de las componentes de la radiación son similares a lo anteriormente comentado para el caso FV. En este caso, el objetivo es calcular la radiación directa que es la que produce la energía térmica en el campo solar.

Esta tecnología, al igual que la generación térmica convencional, su generación de energía depende de un ciclo termodinámico y, por tanto, la disponibilidad de la misma se considera y modela de forma similar al anteriormente desarrollado mediante el proceso de Markov de dos estados.

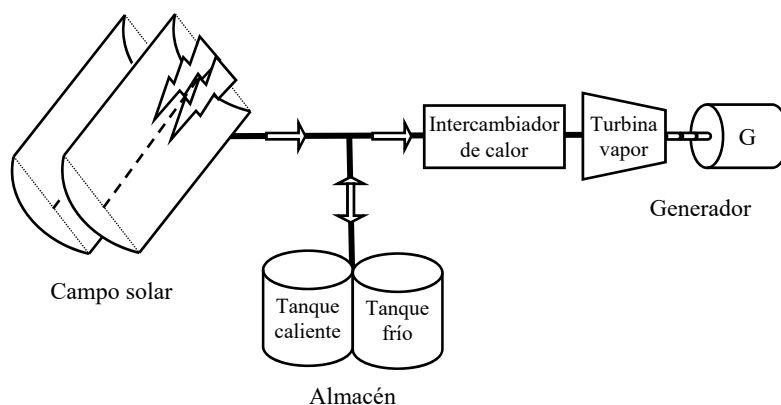


Figura 4.5. Caracterización de planta STE de concentración.

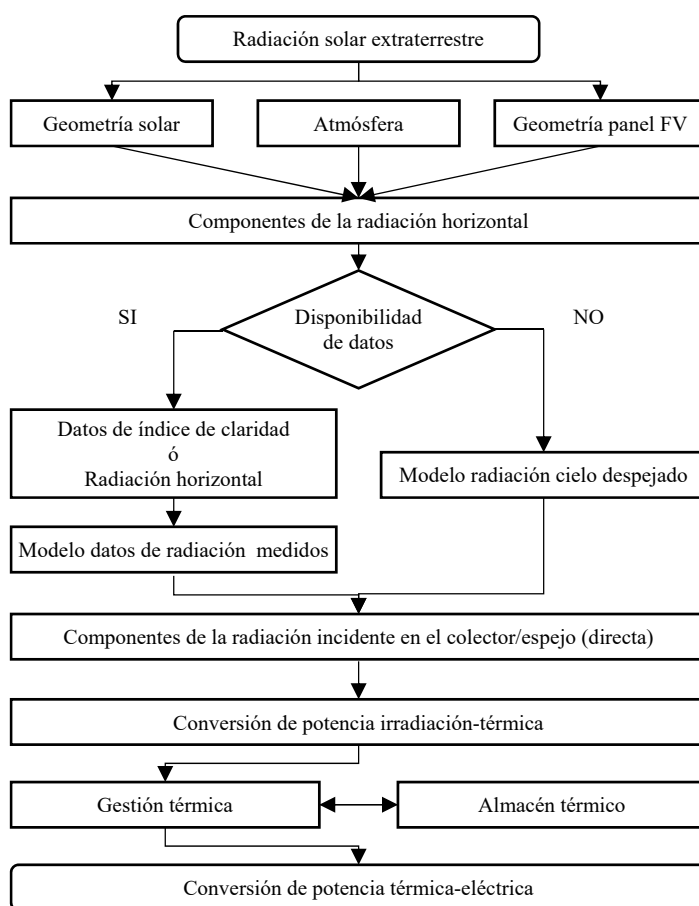


Figura 4.6. Esquema de caracterización del modelo STE de concentración.

#### 4.4.2.1 Obtención de la radiación directa

Las plantas de generación solar térmica aprovechan únicamente la radiación solar directa procedente del sol. Para modelar esta componente de la radiación solar se utiliza el modelo de Santos-Martin [49] utilizado y definido anteriormente para las plantas FVs. Por tanto, las ecuaciones (4.9)-(4.44) son las utilizadas para la obtención de la radiación directa que llega a un colector solar. Cabe destacar que las componentes reflejada y difusa son despreciadas en el cálculo de la radiación incidente.

#### 4.4.2.2 Conversión irradiación-energía térmica

La energía de radiación procedente del sol se transforma en energía térmica por acción de los colectores cilindro-parabólicos o por la orientación de los espejos en la planta de torre de concentración que permiten focalizar los haces de luz sobre un tubo. La incidencia de los rayos solares sobre el tubo calienta el fluido caloportador que contiene en su interior. La expresión (4.52) permite calcular la energía térmica total generada en el campo de colectores de una planta STE en función del área ( $A_{SF}$ ), el ángulo de incidencia de los rayos solares en los colectores ( $\theta$ ), el rendimiento del colector solar ( $\eta_{SF}$ ) y el factor de multiplicidad solar ( $K_{SM}$ ). Esta expresión ha sido obtenida del software de modelado de tecnologías “*System advisor model*” (SAM) [56].

$$E_{SF} = K_{SM} G_{bi} A_{SF} \eta_{SF} \cos(\Theta) \quad (4.52)$$

Las plantas STE utilizan un factor de escala  $K_{SM}$  aplicado al campo solar que sobredimensiona la cantidad de calor producida para que la planta STE genere energía a régimen nominal y pueda además almacenar energía en el almacén. Por tanto, este factor de escala se sitúa por encima del valor 1 cuando se requiere mayor cantidad de energía con el objetivo de almacenarla. La energía almacenada es utilizada para poder generar energía eléctrica en periodos en los que la radiación solar no es suficiente. La energía térmica generada en el campo solar es destinada a: precalentamiento del campo solar al inicio del ciclo ( $j_{Wa}$ ), energía destinada a la producción eléctrica ( $j_{SF-E}$ ), la energía destinada al almacenamiento térmico ( $j_{SF-S}$ ) y por último a las pérdidas de calor que tienen los conductos por los que transcurre el fluido caloportador ( $j_L$ ). Los diferentes destinos están descritos en la expresión (4.53). Destacar que la energía requerida para el precalentamiento de la planta solar se describe mediante la ecuación (4.54) en la que se define el tiempo necesario para el precalentamiento ( $W$ ). La descripción del almacén se realiza en la ecuación (4.55). En la expresión se define la capacidad máxima y mínima de energía almacenada ( $J_{max}, J_{min}$ ), así como el ratio máximo de carga y descarga de energía que puede soportar el almacén ( $J_D$ ). Por último, la variable ( $F_d$ ) permite realizar el control de la descarga del almacén permitiendo regular el flujo de energía de salida.

$$E_{SF} = j_{Wa} + j_{SF-E} + j_{SF-S} + j_L \quad (4.53)$$

$$E_{Wa} = \sum_{t \in W} j_{Wa}(t) \quad (4.54)$$

$$\begin{cases} J_{Min} \leq J_S \leq J_{Max} \\ J_S(t-1) - J_S(t) \leq J_D / F_d \\ J_S(t) - J_S(t-1) \leq J_U \end{cases} \quad (4.55)$$

El modelado de la gestión térmica utilizado ha sido obtenido del modelo presentado por Dominguez et al [57] donde se presenta un modelo de planta STE con almacenamiento energético y utilizado en [58] para modelar la energía generada por una planta STE.

#### 4.4.2.3 Conversión térmica-electricidad

La energía eléctrica total generada por la planta STE (4.56) procede de la energía térmica procedente del campo de colectores solares ( $J_{SF-E}$ ) y del almacenamiento térmico de la planta ( $J_{S-E}$ ). Todos los aportes energéticos son ponderados por el rendimiento de la transformación ( $\eta_T \eta_{corr}$ ) de energía térmica a energía eléctrica a excepción de la energía térmica procedente del almacén que además queda ponderada por la eficiencia del almacén ( $\eta_S$ ). Finalmente, se obtiene la potencia total neta ( $P_N$ ) a partir de la potencia bruta ( $P_G$ ) menos las pérdidas consideradas ( $p_{PL}$ ) generadas en la planta. La expresión (4.57) describe la obtención de la potencia neta de la planta termosolar. Esta conversión, al igual que la gestión del almacenamiento proceden del modelado realizado en [57]

$$P_G = \eta_T \eta_{corr} (j_{SF-E} + \eta_S j_{S-E}) \quad (4.56)$$

$$P_N = P_G - p_{PL} \quad (4.57)$$

### 4.5 Generación eólica

#### 4.5.1 Introducción y estado del arte

Los estudios de fiabilidad se basan en modelos de generación eólica que convierten series temporales históricas de velocidad de viento en series temporales de potencia eólica. Esta conversión utiliza la curva (Figura 4.7) que relaciona la velocidad de viento con la potencia que es capaz de generar una turbina eólica.

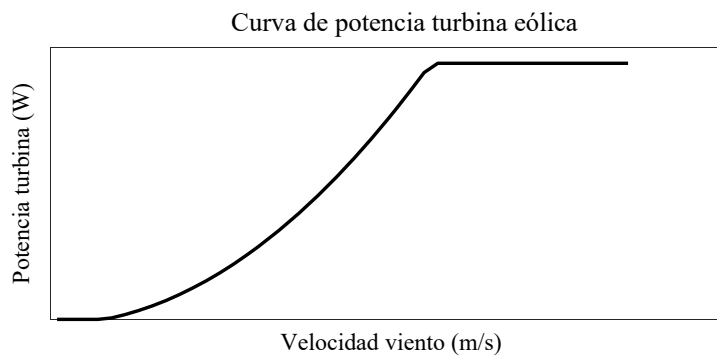


Figura 4.7. Curva de potencia típica de una turbina eólica en función de diferentes velocidades de viento.

Existen diferentes estudios que utilizan las series temporales de potencia creadas para el análisis de fiabilidad de un sistema eléctrico en el que existe un incremento importante de la penetración eólica. Un ejemplo de estudio aplicado a la fiabilidad es el desarrollado en [59]. Este estudio obtiene a partir de la fuente de datos que ofrece la nasa en su página web [47], las velocidades de viento requeridas. Esta fuente de datos recoge los valores de velocidades de viento horarios obtenidos mediante la observación de la meteorología terrestre con el uso de



satélites. Otro ejemplo de estudio es el presentado por Billinton et al. [60] donde se hace uso de la conversión de velocidad de viento a potencia eléctrica mediante la curva característica de potencia de una turbina. El estudio utiliza las series de potencia creadas para analizar la fiabilidad de un sistema eólico en el que se necesita el diseño del sistema contando con la operación del mismo y la planificación de los márgenes de reserva. Otro estudio similar realizado por Billinton et al. [61] utiliza el mismo modelado de generación eólica. En este caso, las series de potencia eólica han sido obtenidas mediante la utilización de datos de velocidad de viento observados y datos de viento estimados mediante modelos ARIMA. Las series de potencia han sido utilizadas para el análisis de la fiabilidad en dos casos de estudio utilizando modelos de red test. Los análisis llevados a cabo son evaluaciones de fiabilidad basados en el cálculo de los índices de fiabilidad así como evaluaciones del crédito de capacidades basadas en el índice ELCC. Finalmente, el estudio realizado por Sturt et al. [62] en el que se generan series temporales de velocidad de viento mediante un modelo estadístico de auto-regresión de segundo orden partiendo de datos históricos horarios obtenidos durante 6 años. Las series temporales creadas están destinadas a caracterizar el comportamiento del sistema eléctrico inglés con una alta penetración eólica. Además, en este estudio, para usar la curva de potencia caracterizada de una turbina eólica se utiliza la correlación entre las alturas del punto de medida de la velocidad del viento y del punto de representación de la propia turbina eólica.

Estos estudios son llevados a cabo en localizaciones donde los datos horarios de velocidades de viento son accesibles y representativos. En localizaciones donde no existe esa disponibilidad deben aplicarse otras técnicas de generación de series temporales de velocidades de viento. Un caso particular es el caso español. Existe gran cantidad de datos horarios de velocidades de viento para España para multitud de localizaciones. Los datos disponibles en [48] han sido obtenidos mediante anemómetros en estaciones meteorológicas repartidas por la geografía española. La localización de las estaciones meteorológicas rara vez coincide con las localizaciones de los parques eólicos. Por ello, para poder utilizar las velocidades de viento de las estaciones meteorológicas se debe desarrollar un modelo de correlación que permita relacionar la velocidad de viento que hay en un parque eólico con la estación meteorológica más próxima. El desarrollo del modelo de correlación implica una complejidad técnica que no se aborda en este trabajo además de la complejidad computacional que añadiría a los estudios de fiabilidad desarrollados.

La solución ante la problemática expuesta de obtención de datos es la utilización de la técnica de generación de series temporales sintéticas de potencia. La técnica es la llamada Moving Block Bootstrap (MBB) [63] que consiste en la creación de series a partir de la obtención de fragmentos aleatorios de series temporales de datos. Los fragmentos aleatorios seleccionados se colocan de forma secuencial para generar una serie temporal nueva de la misma longitud que las originales. Esta técnica ha sido utilizada en sistemas eléctricos de potencia para la generación de series temporales de recurso hidráulico a partir de datos existentes. Varios ejemplos de estos estudios son, en primer lugar, el trabajo realizado por Vogel et al. [64] en el que se realizan estimaciones de capacidad en la generación hidráulica mediante el uso de la herramienta Monte-Carlo con series de recurso hidráulico generadas con la técnica MBB. El estudio concluye comentando la ventaja existente de la técnica MBB con respecto a técnicas basadas en Auto-regresiones con media móvil como son ARMA/ARIMA. El otro estudio, basado en recurso hidráulico es el realizado por Souza et al. [65] donde la generación de series temporales hidráulicas es usada en análisis en los que el objeto de estudio es el sistema eléctrico brasileño. El estudio arroja unos resultados que muestran la validez de las

series sintéticas generadas mediante su estudio estadístico para conocer si muestran las mismas propiedades que las series históricas de las cuales proceden.

Esta técnica también ha sido utilizada en estudios de generación de recurso eólico. El estudio llevado a cabo por Usaola [66] desarrolla la generación de series sintéticas de potencia eólica para el caso Español. El estudio utiliza cuatro años de datos históricos de potencia eólica generada por los parques eólicos españoles. A partir de las series generadas, el estudio analiza la fiabilidad que aporta la tecnología eólica al sistema eléctrico. El trabajo presentado en esta tesis se basa en este trabajo para conseguir la construcción de series temporales de potencia eólica para el consiguiente estudio de fiabilidad.

#### 4.5.2 Descripción técnica MBB

La técnica MBB consiste en la generación de una serie temporal nueva a partir de series temporales disponibles. El proceso seguido cuando esta técnica es aplicada para generar nuevas series temporales eólicas es el siguiente:

- En primer lugar, las series temporales anuales de potencia eólica horaria disponibles se normalizan. Para ello se dividen entre la potencia eólica instalada en cada hora obteniendo así series temporales de factor de capacidad. Para finalizar la normalización se elimina la componente anual que tiene cada serie temporal con el fin de eliminar las variaciones producidas año a año en el recurso eólico.
- Cada serie temporal normalizada se subdivide en bloques de longitud determinada y constante. La longitud puede ser 1, 2, 3, ...,  $n$  cuya unidad depende de la resolución de la serie temporal original (segundos, minutos, horas, ...). Las series temporales eólicas tienen un alto componente periódico estacional y diario. Con el fin de preservar la periodicidad diaria de las series temporales, los bloques generados deben tener una longitud de varios días. De la misma forma, para conservar la periodicidad estacional los bloques asignados a las estaciones de primavera, verano, otoño e invierno deben obtenerse de la misma estación en la serie temporal original.
- Se seleccionan bloques aleatorios de la subdivisión producida en el paso anterior. Cada bloque se coloca de manera secuencial para generar una nueva serie temporal. El proceso de generación acaba cuando la longitud de la nueva serie temporal es la misma que las series originales.
- La transición que se produce entre cada uno de los bloques seleccionados y colocados consecutivamente no debe ser abrupta ya que generarían cambios abruptos en la meteorología de las nuevas series temporales.
- Para finalizar, las series sintéticas generadas se escalan dependiendo de la potencia eólica instalada. Después, cada serie temporal se analiza para que estadísticamente tenga el mismo comportamiento que la serie temporal original, es decir, que su distribución de probabilidad siga siendo una distribución Weibull.

El proceso MBB descrito en las etapas mencionadas arriba tiene su descripción gráfica simplificada en la Figura 4.8.

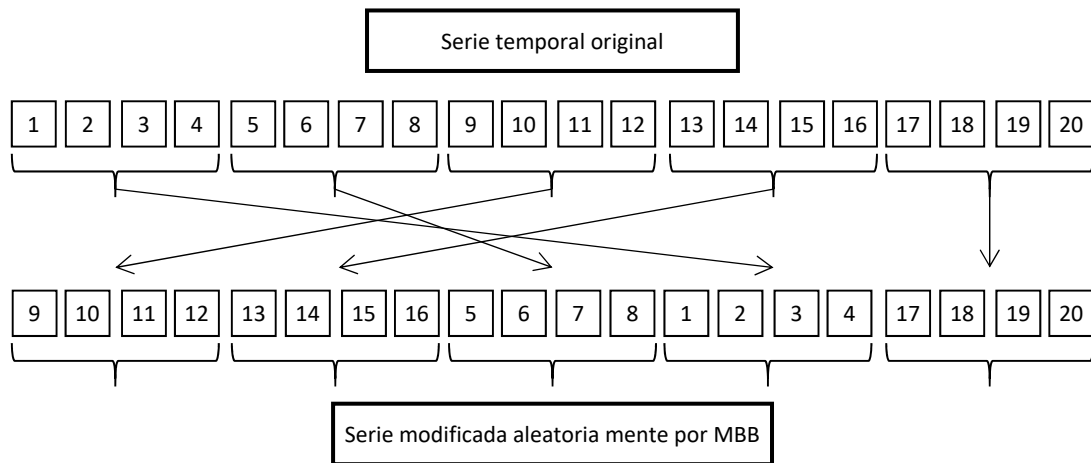


Figura 4.8. Descripción gráfica de la metodología MBB.

Esta técnica para generar nuevas series temporales de potencia eólica tiene, a su vez, ciertas desventajas que son:

- El método MBB para la generación de series temporales necesita un importante número de datos para que estadísticamente sean representativas.
- Las nuevas series temporales generadas no registran valores extremos que no hayan sido captados por las series originales. Para poder captar eventos extremos en las series temporales creadas, se debe contar con una cantidad de datos significativamente grande en los que los eventos extremos estén registrados.
- La principal necesidad de utilizar la herramienta MBB es generar series temporales de datos a partir de los disponibles ya que estas no son suficientes para ser utilizadas en procesos de generación de escenarios como lo son las simulaciones de Monte-Carlo. Por tanto, el uso de la técnica MBB ya implica que se cuenta con una cantidad de datos baja y que, en relación al punto anterior, no se podrán registrar gran cantidad de eventos extremos.
- La utilización de series de potencia histórica como dato de entrada para la herramienta MBB requiere que la integración de la tecnología sea grande. Cuando la tecnología tiene una alta penetración en el sistema formando parte de la base de la generación eléctrica las variaciones que se recogen en las series temporales de potencia son propias de la tecnología y no dependen de factores externos, como pueden ser decisiones técnicas. Un ejemplo de este efecto sería una parada técnica de toda la generación eólica se reflejaría en una bajada de potencia en la serie temporal. Esa decisión del operador del sistema se apreciaría como característica del comportamiento eólico.
- Antes de aplicar la técnica MBB se debe realizar un tratamiento estadístico sobre series temporales de referencia. El principal motivo está en que las series temporales eólicas tiene una temporalidad estacional muy marcada. La aplicación directa de la técnica MBB puede generar potencias no reales durante muchos periodos en estaciones en las que esa potencia no es tan frecuente. Un ejemplo puede ser la colocación aleatoria de fragmentos de series procedente de la estación de invierno en la estación de verano. Este hecho se traduce en que las series temporales creadas pueden ser estadísticamente diferentes a las originales conllevando una falta de representatividad. A su vez, un tratamiento excesivo de las series temporales para otorgar representatividad a las mismas incurre en convertir el proceso MBB estocástico en un proceso determinista. En

consecuencia, el compromiso entre la representatividad y estocasticidad tiene una gran importancia.

A continuación, en la Figura 4.9 se muestra una comparación entre dos series de datos históricos de potencia eólica. La imagen superior corresponde a la serie de datos histórica ocurrida en España en el año 2007. La imagen inferior corresponde a una serie de potencia eólica sintética realizada mediante la técnica MBB descrita anteriormente.

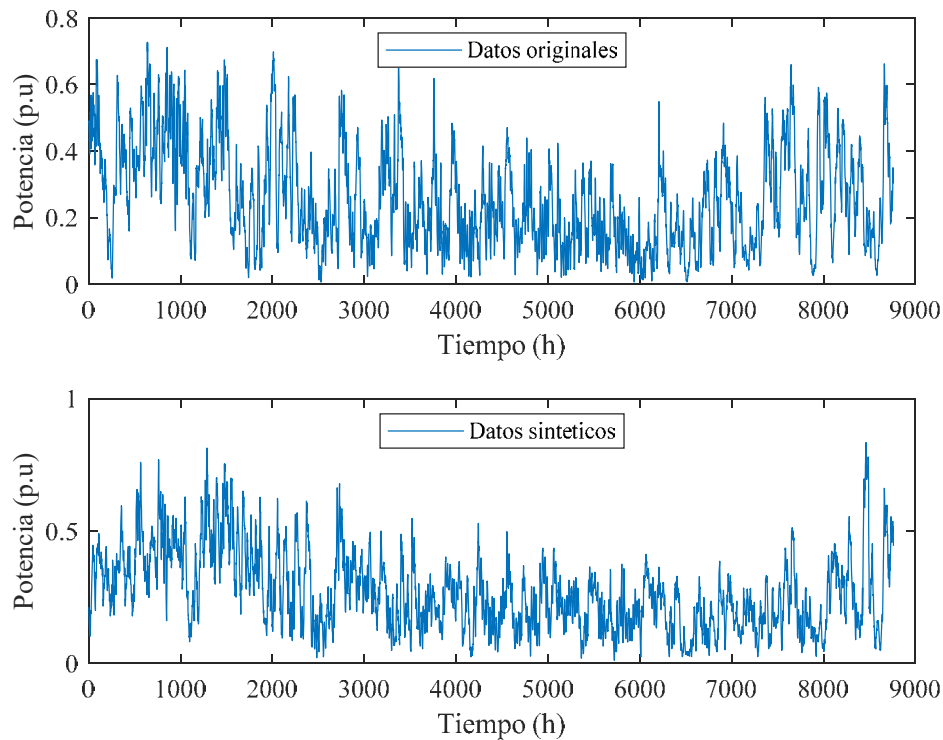


Figura 4.9. Comparación entre una serie de datos de potencia eólica histórica (arriba) y una serie de datos obtenida de manera sintética mediante la técnica MBB

## 4.6 Almacenamiento energético

El modelo del almacenamiento energético que se utiliza en este estudio es un modelo general de almacenamiento energético que se puede caracterizar para diferentes tipologías de almacén como puede ser: Hidráulico, baterías electroquímicas, almacenamiento de aire comprimido, almacenamiento en forma de hidrógeno, etc.

### 4.6.1 Modelado general del almacenamiento.

El modelo general del almacenamiento sigue la estructura mostrada en la Figura 4.10. El modelo está compuesto por una fuente primaria del recurso que es almacenado para poder ser convertido en energía eléctrica para ser utilizada en el sistema eléctrico. Las ecuaciones que definen el modelo son las descritas en (4.58)-(4.62).

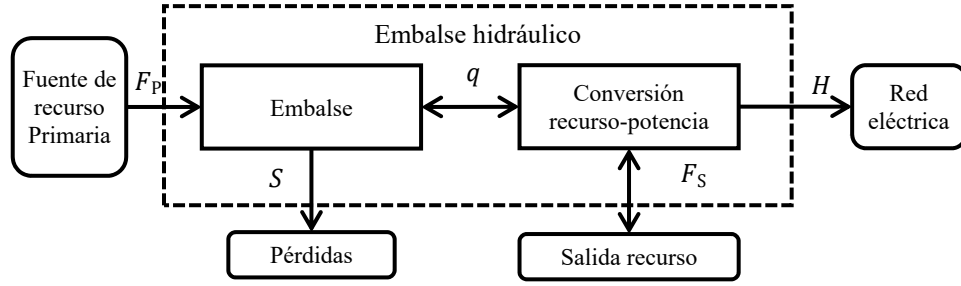


Figura 4.10. Diagrama de flujo de energía en una configuración general de almacenamiento reversible.

La potencia generada por el almacenamiento viene definida por la ecuación (4.58). En ella, la potencia vertida a la red es función del caudal de recurso  $q$  que es transformado en energía eléctrica. Dependiendo del recurso utilizado (agua, aire, hidrógeno,...) el factor de conversión  $K_{in/out}$  tendrá diferente valor. La definición de una potencia positiva o negativa se realiza para modelar la recuperación de la energía eléctrica de la red como por ejemplo el bombeo hidráulico.

$$R(t) = \begin{cases} q_{in}(t) \cdot K_{in} \cdot \eta_{in} & \text{if } q(t) > 0 \\ q_{out}(t) \cdot K_{out} \cdot \eta_{out} & \text{if } q(t) < 0 \end{cases} \quad (4.58)$$

Las tecnologías con recuperación de energía de la red permiten recuperar recurso procedente de una fuente secundaria de energía. Por ejemplo, en un almacenamiento hidráulico de bombeo, el bloque correspondiente a la “salida de recurso” de la Figura 4.10 representa el embalse inferior donde se vierte el agua utilizada en la generación. El agua recuperada por bombeo vuelve al almacén mediante el consumo energético. Este flujo de recurso viene representado por la ecuación (4.59)

$$F_s(t) = \begin{cases} q_{in}(t) \cdot \eta_{in} & \text{if } q(t) > 0 \\ q_{out}(t) \cdot \eta_{out} & \text{if } q(t) < 0 \end{cases} \quad (4.59)$$

La definición del estado del almacén se realiza mediante la ecuación (4.60) que define el estado de carga que tiene el almacenamiento en función de la cantidad de recurso entrante y saliente del mismo. Las ecuaciones (4.61) y (4.62) definen los límites de capacidad del almacenamiento y de capacidad de utilización del recurso del almacenamiento, respectivamente. Éste último define la potencia eléctrica máxima y mínima que puede generar el almacenamiento cuando es multiplicado por el factor  $K_{in/out}$

$$v(t) = v(t-1) + q_{out/in}(t) + F_p(t) - S(t) \quad (4.60)$$

$$V_{min} \leq v(t) \leq V_{max} \quad (4.61)$$

$$Q_{min} \leq q(t) \leq Q_{max} \quad (4.62)$$

El modelo utilizado para representar las tecnologías de almacenamiento energético gestionable es ampliamente utilizado para estudios de planificación y operación de sistemas eléctricos además de estudios de análisis de recurso energético. Los estudios [39–41,46] utilizan el mismo modelo para analizar la mejora en la integración renovable utilizando almacenamientos energéticos. El estudio [58] utiliza el mismo modelo para analizar la operación de sistemas eléctricos con gran penetración renovable. Relacionado con estudios de

fiabilidad, el estudio [67] utiliza el mismo modelado para analizar la fiabilidad del sistema eléctrico español con alta penetración renovable.

#### 4.6.2 Estrategias de despacho de los almacenamientos

Las centrales hidráulicas de embalse, centrales hidráulicas de bombeo y el almacenamiento mediante baterías electroquímicas utilizadas en este estudio tienen la característica de ser todas ellas gestionables. Para realizar el despacho de la energía de cada una de ellas, se utilizan dos estrategias de gestión: prioridad de almacenamiento y de alisado. Estas estrategias, que están descritas en [40], han sido utilizadas para realizar el modelado de la gestión energética de los almacenamientos en sistemas eléctricos en estudios de análisis de recurso renovable. La integración de cada una de las estrategias parte de la serie de desajuste (4.1) que ocurre entre la generación y la demanda para conocer los periodos de déficit y superávit en los que el almacenamiento participa para realizar el aprovechamiento energético mediante su balance. La descripción de las estrategias de gestión propuestas se realiza a continuación. Además, la Figura 4.11 muestra una descripción gráfica de la gestión de las plantas hidráulicas y de los almacenamientos.

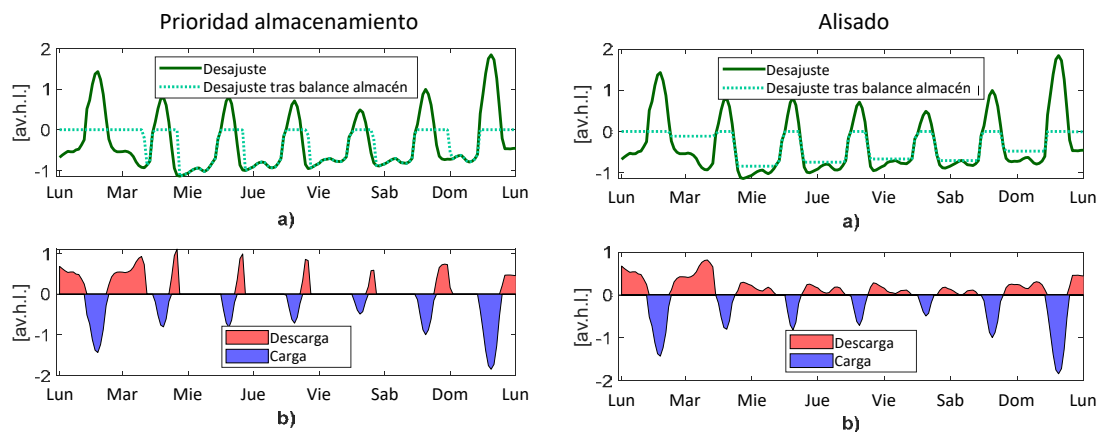


Figura 4.11. a) Desajuste antes y después del efecto del almacenamiento de alta capacidad bajo la gestión con las estrategias prioridad de almacenamiento y de alisado. b) Serie temporal de potencia del despacho del almacenamiento. La parte positiva/negativa de la falta de coincidencia corresponde a la carga /descarga de almacenamiento, por lo que se representa como una entrega negativa/positiva en la serie de tiempo de almacenamiento, respectivamente.

##### 4.6.2.1 Estrategia de prioridad de almacenamiento

Esta estrategia gestiona el almacenamiento para entregar energía cuando el sistema tiene un déficit energético y para almacenar energía cuando el sistema tiene un exceso energético. El almacenamiento, en caso de déficit en el sistema, cubre todo ese déficit entregando energía. Si el almacenamiento no es capaz de cubrir ese déficit por la limitación de potencia o por falta de energía en el almacén, éste cubrirá la máxima cantidad disponible. De la misma forma, el almacenamiento recuperará toda la energía excedente en el sistema salvo que este restringido bien por la capacidad del almacén o bien por alcanzar la capacidad de potencia máxima instalada. Esta estrategia actúa periodo a periodo sin tener en consideración ninguna proyección de futuro. Matemáticamente, esta estrategia se puede representar mediante la expresión (4.63)

$$v(t) = \begin{cases} V_{\max} & \text{for } v(t-1) + R(t) > V_{\max}, \\ 0 & \text{for } v(t-1) + R(t) < 0, \\ v(t-1) + R(t) & \text{resto,} \end{cases} \quad (4.63)$$

Donde  $v$  es el estado de carga del almacén,  $V_{\max}$  es la capacidad máxima de energía del almacén y  $R$  es la potencia generada/consumida por el almacenamiento.

#### 4.6.2.2 Estrategia de alisado

Esta estrategia, al igual que la estrategia anterior, almacena energía en periodos de superávit y entrega energía en periodos de déficit en el sistema (4.1). La diferencia principal es el carácter predictivo que tiene la estrategia de alisado. La estrategia localiza un periodo de tiempo de longitud determinada y estima el déficit o el superávit existente. Una vez estimado, en el caso de estar ante un déficit, la estrategia tratará de cubrir el déficit con la energía disponible. Cuando la energía es suficiente, el déficit queda cubierto en su totalidad pero cuando la energía no es suficiente, el almacenamiento entrega la energía priorizando los periodos en los que el déficit es mayor. La misma situación ocurre cuando se producen los superávit energéticos. La estrategia almacena toda la energía disponible siempre que exista suficiente capacidad, si la capacidad del almacenamiento no es suficiente, la estrategia prioriza el consumo en periodos de tiempo en los que el superávit es más grande. Esta estrategia es comúnmente conocida como aplanado de picos y llenado de valles. Los efectos de aplanado y de llenado se pueden apreciar en la Figura 4.11.

$$\min_{\Theta_2} \Delta(t) \quad \forall t \in T^{\text{Deficit/superavit}} \quad (4.64)$$

Sujeto a:

$$\Delta(t) = L(t) - R(t) \quad \forall t \in T^{\text{Deficit/superavit}} \quad (4.65)$$

$$R(t) \leq R^{\max} \quad \forall t \in T^{\text{Deficit/superavit}} \quad (4.66)$$

$$\sum_{t \in T^{\text{Deficit/superavit}}} R(t) \leq v(t-1) \quad \forall t \in T^{\text{Deficit/superavit}} \quad (4.67)$$

Matemáticamente, la estrategia de alisado se puede definir mediante el problema de optimización en el que se minimiza la expresión (4.64) definida por el conjunto de variables de optimización  $\Theta_2 = \{\Delta(t)\}$  y restringido mediante las expresiones (4.65)-(4.67). La primera restricción (4.65) define la serie de desajuste después de la entrega/consumo de potencia del almacenamiento. Las restricciones (4.66)-(4.67) define la máxima potencia que puede entregar el almacenamiento y la máxima energía que puede entregar/consumir el almacenamiento en función del estado de carga del mismo, respectivamente.

#### 4.7 Generación hidráulica de embalse

La generación hidráulica de embalse se define de manera similar al modelo descrito para el caso del almacenamiento reversible. En este caso, la parte de recuperación energética de la red, es decir, la reversibilidad del almacenamiento no se considera. El flujo de energía y recurso de la central se describe en el diagrama de la Figura 4.12.

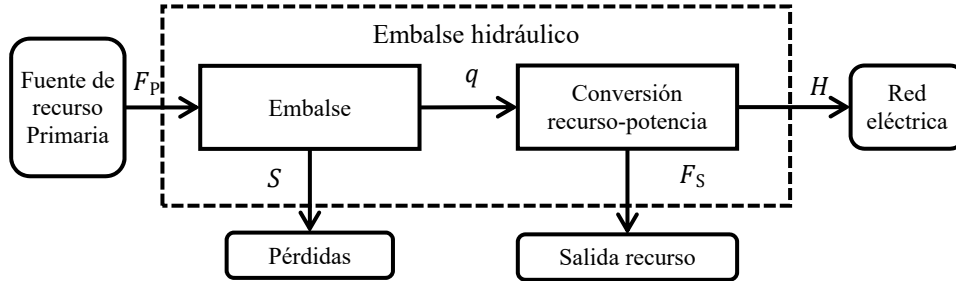


Figura 4.12. Diagrama de flujo de energía en una central hidráulica de embalse. En este caso, el flujo de energía  $q$  es unidireccional al igual que el flujo de recurso  $F_s$

Las ecuaciones que rigen en funcionamiento de los flujos energéticos y de recurso hidráulico se definen en las ecuaciones (4.68)-(4.72). En primer lugar, se define la potencia generada por la central hidráulica mediante el turbinado del agua procedente del embalse. Esta potencia se describe en la ecuación (4.68). La energía generada se debe al turbinado de un cierto caudal que se define mediante la expresión (4.69).

$$R(t) = q_{out}(t) \cdot K_{out} \cdot \eta_{out} \quad \text{if } q(t) < 0 \quad (4.68)$$

$$F_s(t) = q_{out}(t) \cdot \eta_{out} \quad \text{if } q(t) < 0 \quad (4.69)$$

Una vez definida la potencia de la central, la cantidad de energía almacenada en el embalse de la central debe modelarse para determinar el estado de carga (SOC). La ecuación (4.70) describe la energía total en el embalse en términos de recurso (agua almacenada).

$$v(t) = v(t-1) + q_{out}(t) + F_p(t) - S(t) \quad (4.70)$$

A la ecuación del SOC del embalse se complementa a través de la ecuación (4.71) estableciendo los límites máximos y mínimos de la energía que puede tener el almacén y también, el caudal máximo de recurso (agua) (4.72) que se puede extraer del almacén. El caudal máximo que se extrae del almacén define la potencia máxima de la central hidráulica.

$$V_{min} \leq v(t) \leq V_{max} \quad (4.71)$$

$$0 \leq q(t) \leq Q_{max} \quad (4.72)$$

Sobre la central hidráulica, al igual que el modelo de almacenamiento reversible, se debe aplicar una estrategia de gestión debido al carácter gestionable propio de la central hidráulica. Las estrategias de gestión utilizadas son las mismas que las utilizadas para el almacenamiento reversible definidas anteriormente.



## Capítulo 5.

### Demanda gestionable

---

#### ÍNDICE DE CONTENIDOS

5.1	Introducción .....	59
5.2	Estado del arte .....	59
5.3	Modelado de la demanda gestionable .....	61
5.4	Metodología de cálculo .....	63

---

#### *5.1 Introducción*

En el pasado, los sistemas eléctricos estaban conformados por una generación 100% gestionable basada en generación térmica. La modificación progresiva que han sufrido los sistemas ha llevado a integrar gran cantidad de generación renovable no gestionable. Los sistemas se han visto a integrar soluciones y herramientas para poder gestionar la energía procedente de estas fuentes renovables. Como se ha comentado en el capítulo anterior, una de las herramientas ha sido incluir el almacenamiento energético en el sistema permitiendo almacenar la energía en momentos de superávit y utilizarla en momentos de déficit energético. Otra herramienta que los sistemas han comenzado a tener en cuenta es la gestión de la demanda.

#### *5.2 Estado del arte*

Debido a la inflexibilidad que están experimentando las fuentes de energía renovable a la hora de entregar potencia, el papel de qué agente debe adaptarse está cambiando de posición comenzando a considerar a la demanda como herramienta para mejorar la integración de energía. A parte de este hecho, la demanda gestionable toma mayor protagonismo con la sucesiva liberación de los mercados de la energía eléctrica. La opción por parte de grandes y pequeños consumidores a tomar parte del mercado puede permitir la integración de múltiples herramientas para la gestión de la energía en búsqueda de mejores precios de la energía. Estudios como [68,69] analizan el efecto de la liberalización del mercado en diferentes marcos,

tanto económicos como técnicos. Desde el punto de vista técnico, el consumidor tiene un papel clave sobre cómo quiere consumir la energía que requiere, a qué precio quiere hacerlo y si permite la opción de poder verse bonificado si se necesita restringir o modificar su patrón de consumo.

Aparte del impacto en la integración de energía renovable, la gestión de la demanda, al igual que la gestión de la generación mediante almacenamientos, lleva consigo la posibilidad de acarrear situaciones de pérdida de fiabilidad. La gestión técnica de la demanda gestionable es un punto fundamental para la viabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos prevaleciendo por encima de los beneficios que pueden otorgar los aspectos económicos de su uso. Por ello, el aspecto técnico se focaliza en analizar cómo influye la demanda gestionable en la fiabilidad de los sistemas eléctricos, tanto desde el punto de vista de la adecuación como desde la flexibilidad.

Existen variedad de estudios que han evaluado el impacto de la gestión de la demanda en la fiabilidad de los sistemas eléctricos. Estos estudios analizan la contribución de la demanda gestionable mediante análisis de adecuación a través de métricas como el LOLE, LOEE o EENS (Energía no suministrada esperada). El estudio [70] analiza el efecto de la gestión de demanda en la fiabilidad del sistema eléctrico de California. Las herramientas de gestión de demanda que se utilizan son las de precio pico crítico y descuentos por hora pico. Mediante estas herramientas, se procede a la localización de situaciones de fiabilidad crítica en el sistema ya que la información de un alto coste en el sistema puede conllevar a una situación de pérdida de fiabilidad. El estudio encuentra indicios de mejora de la fiabilidad aplicando estas herramientas en la disminución de la demanda llevando a una reducción de la capacidad requerida en el sistema. Aun así, el estudio no afirma que un aumento progresivo e importante de la demanda gestionable lleve a mejoras proporcionales en la reducción de dicha capacidad.

Otros estudios, como los realizados en [71,72], proponen diferentes herramientas de gestión en la demanda para analizar su efecto en la adecuación de los sistemas eléctricos. La primera técnica aplicada es la reducción de la demanda pico asignando un valor determinado máximo en el periodo en el que se produce llevando a un efecto similar a un aplanado del pico de la demanda. La segunda técnica es la adición de demanda en periodos en los que el consumo energético se prevé bajo. El trabajo propone un caso de estudio aplicado al sistema test RTS a través de métricas de fiabilidad como por ejemplo EENS. Ambas técnicas aplicadas en el sistema test obtienen mejoras en la fiabilidad ya que modifican la curva de demanda hacia una curva más favorable.

De manera similar al modelado que se ha presentado en el Capítulo 4 aplicado a la generación térmica, el estudio [73] utiliza el modelado mediante estados basado en procesos de Markov. La demanda eléctrica se modela mediante procesos de Markov de 2 y 4 estados persiguiendo la caracterización de la incertidumbre asociada a los agentes de reducción de demanda. Bajo esta consideración, el estudio aplica este modelado a un sistema test de 6 nudos de los que 3 de ellos son buses de carga con posibilidad de aplicar demanda gestionable. En concreto, el modelo presenta distintos casos de estudio en los que la demanda gestionable varía de un 0 a un 9% de la demanda total. Los resultados que arroja el estudio se resumen en una importante mejora de la fiabilidad al usar la demanda gestionable. Esta mejora tiene una alta dependencia en la posibilidad de realizar modificaciones en el patrón de consumo de los consumidores.

La gestión técnica de la demanda para llevar a mejorar la fiabilidad de los sistemas eléctricos también se puede realizar mediante herramientas basadas en la gestión de los mercados eléctricos. Un ejemplo de esta herramienta es el estudio [74] donde, a través de la modificación del precio de mercado de la energía, las cargas más críticas se ven obligadas a desplazarse a otros periodos o directamente a su interrupción. Este hecho provoca que estas cargas opten por seguir consumiendo a un elevado coste o bien dejen de hacerlo llevando a una situación más favorable en términos de fiabilidad. El estudio además añade la posibilidad de plantear un incremento de la generación flexible debido al incremento de beneficios de la venta de energía a un alto precio. El modelo de estudio realizado se aplica al sistema eléctrico alemán asumiendo como agentes de gestión de la demanda a la industria, el sector transporte y los consumidores residenciales

Otro estudio que se basa en técnicas de mercado para la mejora de la fiabilidad de los sistemas eléctricos es el presentado en [75]. Este estudio analiza cómo de efectivo es el uso de contadores eléctricos inteligentes en los sistemas eléctricos como herramienta para poder gestionar los consumos eléctricos. El estudio se aplica a dos casos, el primero basado en un ejemplo ilustrativo sobre el sistema eléctrico RTS mientras que el segundo es un caso de estudio real aplicado al sistema eléctrico de Corea. Los resultados que arroja este estudio informan del incremento proporcional de la fiabilidad del sistema RTS con respecto a la implantación de los contadores inteligentes. Sin embargo, a pesar de mostrar también mejoras en la fiabilidad, el caso de estudio realista no muestra la misma mejora que el ejemplo ilustrativo con el sistema test.

### 5.3 *Modelado de la demanda gestionable*

El procedimiento utilizado para incluir la demanda gestionable se basa en el modelo propuesto en [76]. En este estudio, se añade la demanda gestionable en el sistema eléctrico para analizar la adecuación del sistema. La adecuación es analizada mediante técnicas de simulación basadas en la herramienta de Monte-Carlo expresando los resultados con los índices de fiabilidad LOLE, EENS y LOLF entre otros. Una vez desarrollado el modelo de demanda gestionable, éste es aplicado al sistema eléctrico test RTS [77]. Los resultados de este estudio arrojan una mejora de la probabilidad en la ocurrencia de interrupciones en el suministro de la energía. A pesar de esta mejora, las interrupciones que suceden tienden a ser más graves de lo que lo son sin demanda gestionable. Otro de los resultados importantes que se obtienen es en relación a la cantidad de generación que puede ser desplazada. Ésta es mucho menor que la cantidad de capacidad gestionada mediante la demanda gestionable.

El modelo presentado en este estudio permite el modelado de la demanda gestionable de manera simple al utilizar una formulación matemática lineal y añadiendo la discretización de la demanda dependiendo del tipo de carga que participa como demanda gestionable. Por ello, el modelo incluye dos tipos de carga que se definen a continuación:

1. Cargas tipo I cuyo consumo puede desplazarse desde horas pico a horas valle sin necesidad de penalizar la cantidad de energía utilizada. Pequeños consumidores pueden formar parte de este tipo de cargas al, por ejemplo, modificar sus patrones de consumo.
2. Cargas tipo II en la que se puede desplazar su consumo durante un periodo de tiempo pequeño. Este desplazamiento es forzado suponiendo un consumo extra de energía a parte

de la requerida por la carga. Este tipo de cargas suelen estar relacionadas con cargas térmicas o cargas de climatización. Por ejemplo, una carga de climatización puede retrasar su consumo pero a cambio deberá consumir más energía para poder alcanzar la temperatura requerida en el espacio donde está instalada.

Matemáticamente, este modelo representado por los dos tipos de cargas se puede modelar a través de un problema de optimización que permite modificar la serie temporal de demanda. La modificación parte del conocimiento previo de cómo van a participar las cargas tanto en número como en cantidad de energía a desplazar. A partir de ahí, el problema de optimización se define:

$$\min_{\Theta_3} M(t) \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (5.1)$$

Sujeto a:

$$M(t) = L(t) - Z^R(t) + Z^P(t) \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (5.2)$$

$$Z^R(t) = \sum_i^I r_i(t) \quad \forall t = 1, 2, \dots, T; \quad \forall i = 1, 2, \dots, I \quad (5.3)$$

$$Z^P(t) = \sum_i^I \sum_{t^m, t^m \neq 0}^T K^m r_i(t^m) \quad \forall t^m = 1, 2, \dots, T; \quad \forall i = 1, 2, \dots, I \quad (5.4)$$

$$0 \leq r_i(t) + r_i(t^m) \leq L(t) \mu_i^{\text{Load}} \quad \forall \{t, t^m\} = 1, 2, \dots, T; \quad \forall i = 1, 2, \dots, I \quad (5.5)$$

El problema de optimización definido por el conjunto  $\Theta_3 = \{M(t)\}$  y restringido mediante las restricciones (5.2)-(5.5) tiene como objetivo la minimización de la expresión (5.1) que define, a través de la variable  $M(t)$  la serie temporal de demanda modificada mediante la gestión de la demanda.

La restricción (5.2) define la potencia que reducen o añaden los dos agentes de gestión de demanda definidos anteriormente que se corresponden con  $Z^R, Z^P$ , para las cargas de tipo 1 y las cargas de tipo 2 respectivamente. La restricción (5.3) define la participación en la modificación de las cargas tipo 1. El índice  $i$  representa la carga tipo 1 dentro del conjunto  $I$ . La restricción (5.4) define la participación de las cargas tipo 2 aplicándose la penalización de energía mediante el parámetro  $K^m = (-1, 1)$ . El índice  $t^m$  define el desplazamiento que sufre la carga dentro del conjunto  $T$ . Finalmente, la restricción (5.5) determina el porcentaje  $\mu_i^{\text{Load}}$  de la serie temporal de carga  $L(t)$  que va a estar disponible para ser utilizada en la gestión de la demanda. Esa cantidad debe ser la máxima que tienen disponible las dos cargas (tipo 1 y tipo 2) para modificar la serie temporal de carga inicial

El modelo descrito en este estudio es seleccionado debido a diferentes motivos los cuales son:

- En primer lugar, el modelado que se describe se compone de un problema de optimización lineal lo que facilita su solución e integración con la metodología utilizada en los análisis de fiabilidad.
- El modelo utilizado ha sido utilizado en estudios de fiabilidad obteniendo resultados mediante los índices de fiabilidad LOLE, LOEE o LOLF entre otros.
- El estudio donde se presenta el modelo incluye un caso de estudio donde se analiza la fiabilidad mediante la metodología Monte-Carlo aplicado al sistema test RTS.

Este último punto, el cual comparte metodología con esta tesis doctoral, hace viable la inclusión del modelo de demanda gestionable en el modelo de sistema eléctrico presentado en el Capítulo 4.

#### 5.4 Metodología de cálculo

A continuación se presenta el algoritmo de cálculo de la serie temporal de demanda modificada por la gestión de demanda. El proceso de cálculo se muestra gráficamente en la Figura 5.1. La serie temporal de demanda modificada se sustituye en la expresión (4.1) en el término  $l(t)$ .

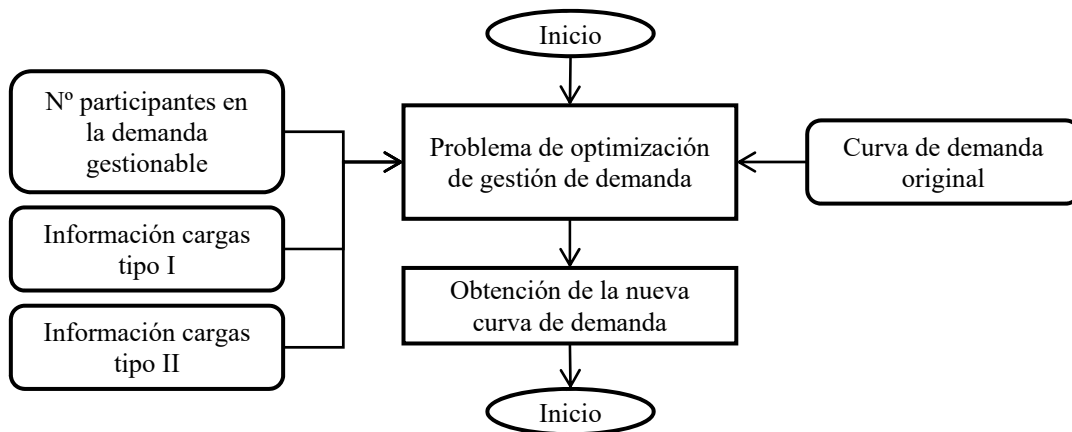


Figura 5.1. Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de demanda para la obtención de la nueva serie temporal de demanda

La información presentada en este capítulo tiene el fin de analizar el estado de la técnica referente a la demanda gestionable. Para ello se evalúa el estado del arte y se analiza su aplicabilidad a los estudios de fiabilidad mediante los trabajos que han sido realizados por otros autores hasta la fecha actual. Además, en este capítulo se propone el uso de un modelo de representación de la demanda gestionable en estudios de fiabilidad el cual ha sido desarrollado en [76]. El principal objetivo es plantear un estudio para conocer cómo de válido es el modelo para representar la demanda gestionable en los estudios de fiabilidad para a continuación evaluar el impacto que tiene tanto en la adecuación como en la flexibilidad. Este estudio no forma parte de la presente tesis y por ello se propone para una extensión de la misma a través de un futuro estudio a desarrollar.



## Parte IV

### RESULTADOS





# Capítulo 6.

## Comparación de modelos fotovoltaicos utilizando evaluaciones de crédito de capacidad

---

### ÍNDICE DE CONTENIDOS

6.1	Introducción .....	67
6.2	Metodología .....	68
6.2.1	Sistema eléctrico utilizado .....	69
6.2.2	Parámetros de la simulación de la herramienta Monte-Carlo. ....	71
6.3	Resultados .....	71
6.4	Conclusiones .....	75

---

### 6.1 Introducción

La evolución de los sistemas eléctricos hacia sistemas futuros 100% renovables genera el reto de conocer cómo debe ser su transición desde los sistemas eléctricos actuales. Una de las principales tecnologías utilizadas para cumplir los requisitos impuestos en [2] a los sistemas eléctricos de cada país es la generación FV. De hecho, la potencia instalada FV en los países de la unión europea se incrementa año a año [78] llegando en algunos países a representar el 9% de la generación de energía eléctrica neta en un año. En el caso español, la energía FV cubre cerca de un 5% de la demanda eléctrica anual [11]. Además, el coste asociado a la explotación FV ha disminuido progresivamente año a año como se recoge en el informe de costes Lazard [10].

El fuerte incremento futuro que tendrá la integración de la energía solar FV en los sistemas eléctricos lleva a la necesidad de conocer cómo afectará a la fiabilidad de los mismos. Organizaciones internacionales como la Corporación de Fiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) y la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E) están promoviendo pautas para generalizar las evaluaciones de fiabilidad aplicadas a estudios de planificación, como por ejemplo [24] y [16], respectivamente. Estas

organizaciones, a su vez, han realizado informes sobre la fiabilidad de los sistemas eléctricos como, por ejemplo, [79,80].

En este capítulo se presenta un caso de estudio en el que se analiza la contribución a la fiabilidad en el sistema eléctrico español de la generación FV mediante el análisis del crédito de capacidad. Para representar la generación FV se utilizan dos modelos, uno es el modelo de Santos-Martin [49], descrito en el Capítulo 4, y otro es el modelo propuesto por Gafurov et al. en el estudio [81] en el que, además, se realiza con el propio modelo propuesto una evaluación de fiabilidad. La utilización de ambos modelos permite comparar los resultados del análisis de crédito de capacidad obtenidos por cada uno. La comparación se realiza para conocer si el modelo de Santos-Martin obtiene resultados representativos de crédito de capacidad para ser utilizado en análisis futuros. El hecho característico que favorece el uso de este modelo es que permite, mediante un modelo de regresión, prescindir de la utilización del panel FV y del inversor. Esta característica, que le diferencia del resto de modelos presenta una ventaja a la hora de ser utilizado en los análisis de fiabilidad ya que, al estar enfocados en sistemas eléctricos futuros, la tecnología utilizada en paneles e inversores se desconoce. Además, la estructura matemática del propio modelo favorece el cálculo iterativo de la fiabilidad a través de la herramienta Monte-Carlo.

Una vez realizada la comparación entre ambos modelos, el estudio compara el crédito de capacidad FV en el sistema eléctrico español con el obtenido en otros estudios basados en otros sistemas eléctricos. Uno de ellos es el ya comentado anteriormente realizado por la organización NERC [79] enfocado en el sistema occidental de estados unidos que engloba los estados de Arizona, Colorado, Nevada, Nuevo México y Wyoming. El otro estudio es el llevado a cabo por Ding et al en [82] aplicado al sistema eléctrico test RTS-IEEE [77]

## 6.2 Metodología

El modelo FV de Santos-Martin se describe en el Capítulo 4 de esta tesis doctoral. El modelo de Gafurov utilizado para la comparación a su vez está descrito en el trabajo [81]. Ambos modelos describen la transformación de la radiación solar extraterrestre en potencia eléctrica vertida a la red eléctrica a través de submodelos que representan las etapas que recorre la radiación desde el espacio hasta el panel FV. La Tabla 6.1 muestra cada una de las etapas y recoge las ecuaciones que describen cada una de las ellas. Para el modelo de Gafurov, la numeración de las ecuaciones mostradas en la tabla son las utilizadas en el trabajo [20] mientras que para el modelo de Santos-Martin, las ecuaciones corresponden a las descritas en el Capítulo 4.

Los modelos comparados presentan similitudes en algunas etapas de transformación utilizando los mismos submodelos para describir dichas etapa. La Figura 6.1 muestra las etapas que comparten submodelos y las etapas que se describen de forma propia. La diferenciación entre ambos modelos se produce en las etapas de “*Irradiación medida*” y de “*Conversión irradiación-potencia*”. En la etapa “*Irradiación medida*”, el modelo de Santos-Martin incluye, además del índice de claridad como el modelo de Gafurov, los factores de persistencia y de fracción difusa.

Tabla 6.1. Numeración de las ecuaciones de los modelos de Gafurov y Santos-Martin en sus respectivos estudios

Modelo	ETAPAS						
	Sol	Geometría Sol-Tierra	Irradiación medida	Geometría panel FV	Componentes de la irradiación	Conversión irradiación-potencia	Salida potencia neta
<b>Gafurov<sup>a</sup></b>	(3.15)	(3.1)-(3.10)	(3.18)-(3.22)	(3.11)-(3.14)	(8.1)-(8.3)	(8.4)-(8.8)	(8.9)
<b>Santos-Martin</b>	(4.9)	(4.10)-(4.18)	(4.27)-(4.31)	(4.19)-(4.23)	(4.38)-(4.45)	(4.46)-(4.50)	(4.51)

a. Numeración utilizada en el estudio [81]

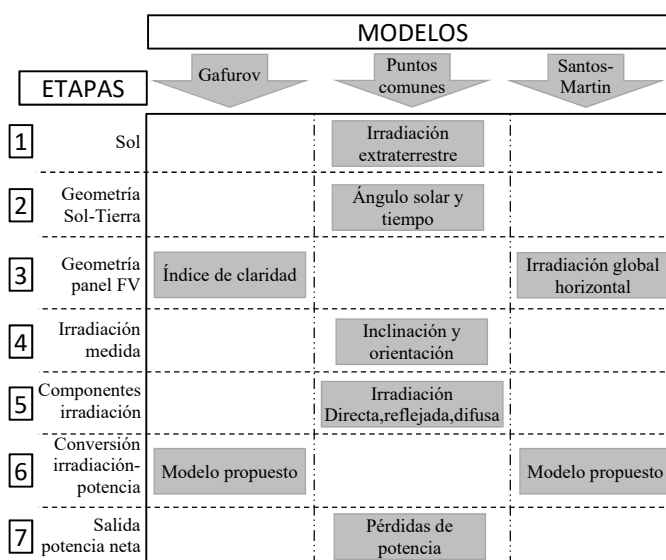


Figura 6.1. Etapas en la conversión de la radiación solar en potencia eléctrica neta para cada uno de los modelos.

La evaluación del crédito de capacidad de la tecnología FV a través de ambos modelos se realiza como se ha descrito en el Capítulo 2 de este trabajo. En concreto, el índice de crédito de capacidad utilizado ha sido el ELCC con el objeto de poder comparar los resultados obtenidos de ambos modelos con el trabajo de [82].

### 6.2.1 Sistema eléctrico utilizado

Los análisis de fiabilidad de este caso de estudio se realizan sobre el mismo sistema eléctrico. El sistema utilizado es el presentado en [77] y denominado como IEEE-Reliability Test System. Este sistema ha sido desarrollado expresamente como sistema eléctrico de referencia. Por ello, el sistema es comúnmente utilizado en estudios de fiabilidad para poder comparar los resultados obtenidos al utilizar nuevas metodologías de cálculo o al incluir nuevas tecnologías. El sistema, que se expone en la Tabla 6.2, consta de 32 unidades de diferentes tecnologías (nuclear, carbón, gas de ciclo cerrado, gas de ciclo abierto y diésel). Cada unidad viene definida por su potencia y sus tiempos medios de fallo y reparación. Estos últimos son los valores necesarios para poder definir las distribuciones de probabilidad de fallo y reparación para crear las series temporales de disponibilidad (Figura 4.2).

Tabla 6.2. Datos de las unidades de generación en el Sistema IEEE RTS [77]

Potencia (MW)	Número unidades	Tiempo medio de fallo (MTTF) (h)	Tiempo medio de reparación (MTTR) (h)
12	5	2940	60
20	4	450	50
50	6	1980	20
76	4	1960	40
100	3	1200	50
155	4	960	40
197	3	950	50
350	1	1150	100
400	2	1100	150
Potencia instalada: 3405 MW. N° unidades: 32			

El sistema definido en [77] también incluye, junto a las unidades de potencia, una serie temporal horaria de potencia demandada durante un año. Esta demanda, nombrada de aquí en adelante como IEEE, se representa en términos medios mensuales en la Figura 6.2. Además de este perfil de demanda, la Figura 6.2 incluye dos perfiles más. Uno de ellos es la correspondiente a la demanda media en España entre los años 2014-2016, también representada mediante los promedios mensuales. El otro perfil representado es la demanda IEEE en la que se aplica una corrección para adaptarse a la demanda española.

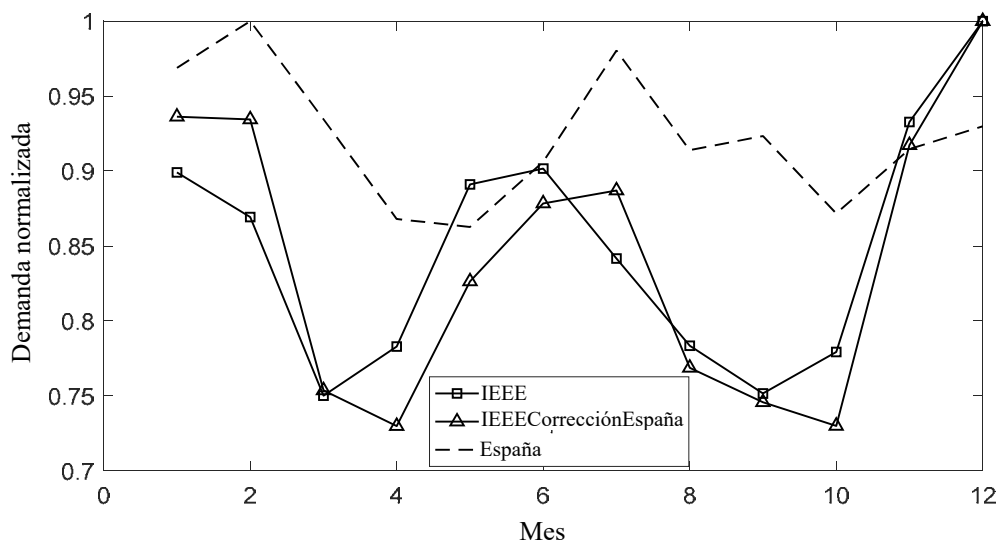


Figura 6.2. Perfiles de demanda utilizados

La corrección que se realiza sobre la demanda IEEE es debida a la utilización de las series temporales de radiación para representar la tecnología FV en España. El objetivo es que la demanda del sistema IEEE presente la misma estacionalidad que la demanda española para poder analizar la correlación entre demanda y generación FV. La correlación existente entre la demanda y las series temporales de radiación es un factor que influye directamente en el resultado del crédito de capacidad. La solución de aplicar una corrección a la demanda para evitar esta problemática ha sido también utilizada en [83] para calcular el crédito de capacidad de la tecnología STE aplicado al caso de España.

La integración de la tecnología FV en el sistema se realiza a mediante incrementos sucesivos de potencia. Esta agregación de potencia se describe a través del índice de penetración de la tecnología en el sistema. Este índice hace referencia a la potencia instalada FV con respecto a la

potencia total instalada en el sistema. La expresión que recoge esta relación es la mostrada en (6.1)

$$Penetración(\%) = \frac{P^{FV}}{P^{FV} + P^{Inicial}} \times 100 \quad (6.1)$$

donde  $P^{FV}$  es la potencia FV instalada en el sistema y  $P^{Inicial}$  es la capacidad de potencia que tiene el sistema originalmente antes de la introducción de la generación FV.

### 6.2.2 Parámetros de la simulación de la herramienta Monte-Carlo.

Los resultados de crédito de capacidad han sido obtenidos mediante simulaciones de Monte-Carlo a través del índice de fiabilidad LOLE. Las simulaciones se llevan a cabo estableciendo límites en las dos reglas de parada en la simulación iterativa de Monte-Carlo como se ha definido en el Capítulo 2. Los valores de las reglas de parada son de un 5% de error utilizando el coeficiente de variación definido en (2.2) y de un valor máximo de años (iteraciones) de 5000. El proceso iterativo de Monte-Carlo finaliza cuando primero se alcance alguno de ellos.

## 6.3 Resultados

La Figura 6.3 recoge los resultados de la evaluación del crédito de capacidad utilizando el índice ELCC. Este índice está basado en la comparación del incremento de la capacidad FV con el incremento de demanda que se puede asumir manteniendo la fiabilidad en los mismos niveles. La evaluación se realiza mediante la simulación del sistema eléctrico test IEEE-RTS [77] con la utilización de la demanda IEEE corregida como se ha explicado en la Figura 6.2. La Figura 6.3 muestra dos curvas de diferente color. La curva de color negro muestra los valores del índice ELCC calculado mientras que la curva de color gris muestra el valor de la cantidad de demanda que se puede incrementar para mantener los mismos niveles de fiabilidad. Ambas curvas están referidas a la variación de la penetración FV en términos de potencia. A su vez, se dibujan dos tipos de curva diferentes representando los dos modelos comparados: Santos-Martin y Gafurov.

Los resultados muestran que el crédito de capacidad sigue una tendencia decreciente cuando se incrementa progresivamente la penetración de generación FV. Esta tendencia es similar a la obtenida en el estudio presentado en [82]. A pesar de la tendencia similar mostrada por los resultados, el crédito de capacidad para una tecnología FV no es igual. La razón principal es la localización de las plantas FV en los dos estudios. El crédito de capacidad está influenciado tanto por la cantidad de irradiación que reciben las localizaciones como por la cantidad de horas de radiación solar de las mismas.

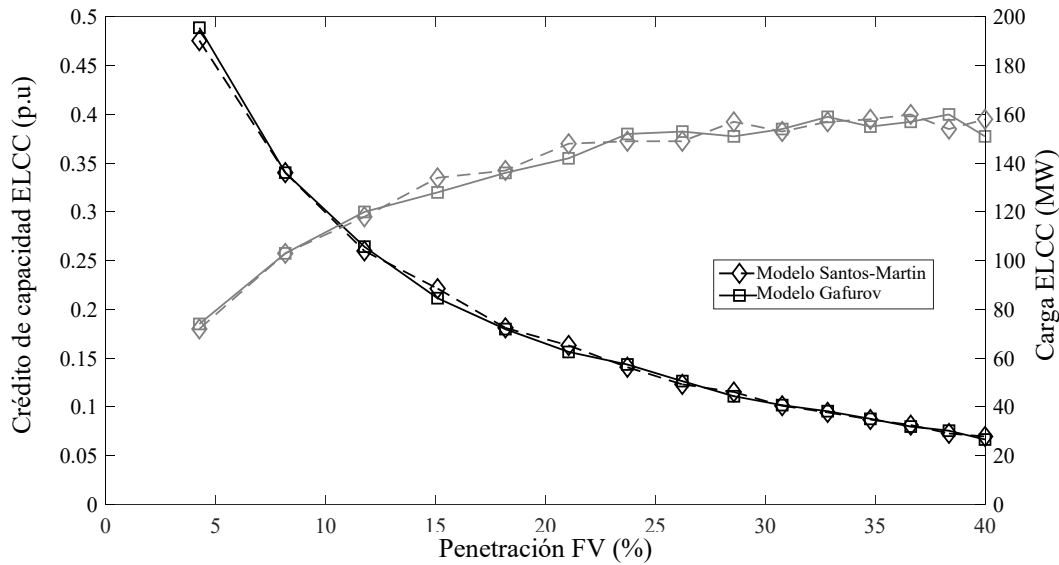


Figura 6.3. Crédito de capacidad (negro) and incremento de carga correspondiente al índice ELCC (gris) para diferentes niveles de penetración FV. Perfil de demanda “IEEE corregida”.

Con respecto a la comparación entre los modelos FV utilizados, El crédito de capacidad que se obtiene es el mismo para ambos. Sin embargo, hay dos diferencias a discutir. En primer lugar, la diferencia en el crédito de capacidad entre ambos modelos para un nivel de penetración FV del 4% es del 0.013 (p.u). Esta diferencia implica que se puede asumir un incremento de carga del orden de 2 MW. Sin embargo, cuando el nivel de penetración es superior, la diferencia de crédito de capacidad para ambos modelos es menor y de valor 0.003 (p.u) lo que se traduce en un incremento de carga asumible del orden de 7 MW. Esta diferencia reside en la utilización de la expresión (2.8). Para valores de crédito de capacidad bajo, la relación entre la potencia FV incrementada y la capacidad de demanda incrementada es muy grande, siendo la demanda la magnitud más pequeña. La diferencia, como se puede observar en la figura, se hace más evidente cuando mayor es la penetración lo que provoca una fluctuación del valor obtenido del incremento asumible de demanda. Sin embargo, estas diferencias existentes se pueden asignar a la posible pérdida de exactitud al utilizar en el cálculo el método Monte-Carlo y no al modelo utilizado. Según Billinton en [13], a medida que se incrementa el nivel de fiabilidad de los sistemas eléctricos, la convergencia al valor de LOLE correspondiente se hace más complicado. El motivo es que la aproximación a la solución buscada lleva asociada una mayor varianza cuando el cálculo se realiza mediante muestras aleatorias como sucede en el método Monte-Carlo. Una de las soluciones es modificar las reglas de parada utilizadas disminuyendo el error asumido y aumentando el número de iteraciones necesarias. Esta solución puede llevar a reducir el error en el cálculo que da lugar a las diferencias comentadas. Otra solución es aplicar técnicas de reducción de varianza que permitan aproximar el cálculo sin modificar las reglas de parada para no asumir tiempos de computación excesivamente grandes. A pesar de la problemática del error asumido en la simulación de Monte-Carlo, ambos modelos resultan en un crédito de capacidad similar.

A pesar de que los resultados del crédito de capacidad utilizando ambos modelos es el mismo, el modelo de Santos-Martin ofrece una ventaja con respecto al modelo de Gafurov. La ventaja reside en la utilización de la ecuación (4.49) que realiza el modelo de Santos-Martin. La expresión que obtiene la potencia FV a la salida del conjunto panel-inversor procede de la correlación realizada bajo la utilización de diferentes combinaciones panel-inversor (como se

explica en el Capítulo 5). Esta expresión permite obtener la potencia FV sin necesidad de conocer qué modelo de panel y de inversor se utiliza. En cambio, el modelo de Gafurov necesita utilizar los parámetros físicos de conjunto panel-inversor. Esta ventaja es importante cuando se analiza la fiabilidad de sistemas futuros en los que la tecnología FV puede ser incierta.

La Figura 6.4 representa los mismos resultados que los presentados en la Figura 6.3 con el cambio del perfil de la demanda utilizado en el sistema siendo ahora la demanda IEEE. En este caso, la demanda utilizada es la originalmente presentada en [77]. Los resultados obtenidos en este caso varían de forma sustancial con respecto a los resultados de la Figura 6.3. En este caso, los valores de crédito de capacidad mediante el índice ELCC son inferiores cuando la penetración es inferior a un 35%. A partir del 35% de penetración FV en el sistema, los valores de crédito de capacidad son similares a los obtenidos cuando se aplica una corrección en la demanda.

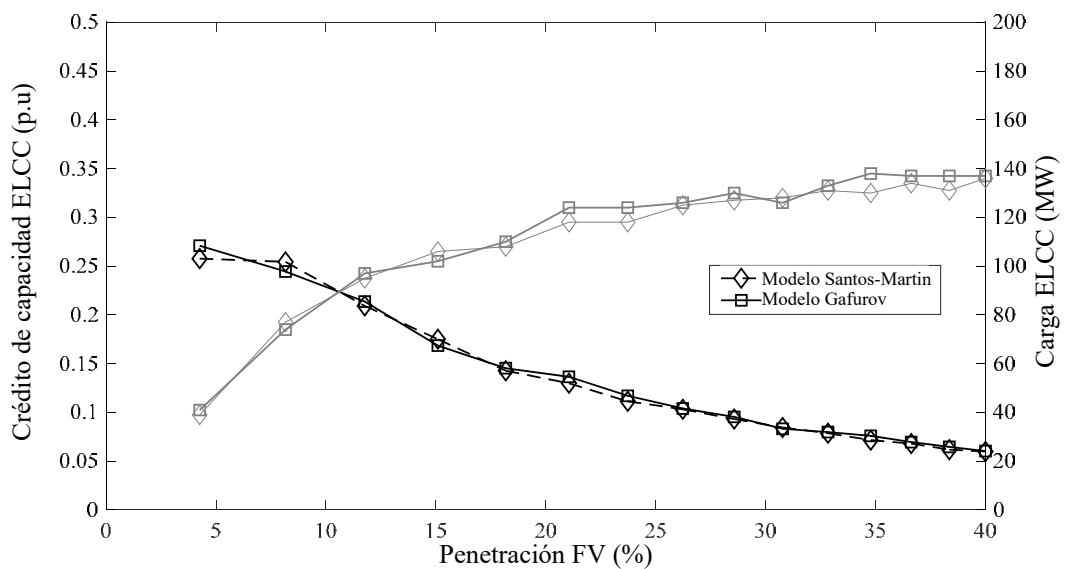


Figura 6.4. Crédito de capacidad (negro) and incremento de carga correspondiente al índice ELCC (gris) para diferentes niveles de penetración FV. Perfil de demanda “IEEE”.

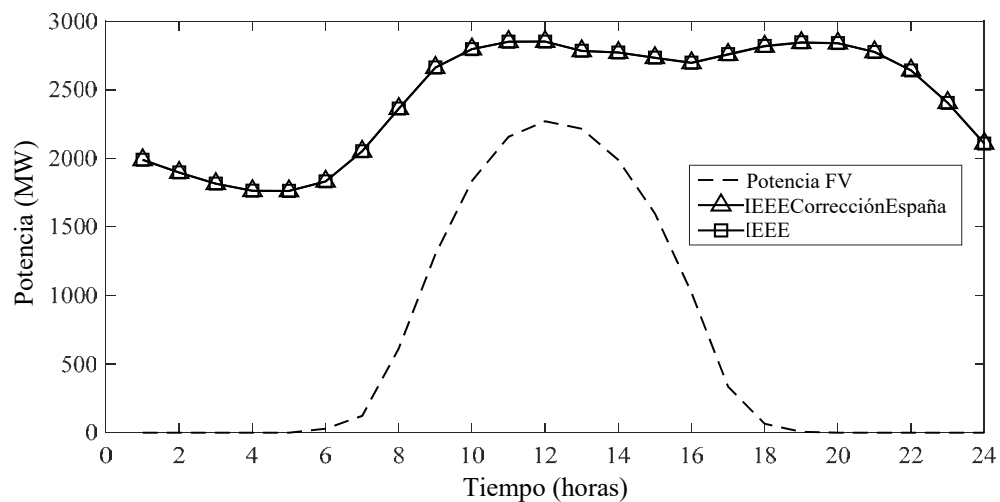


Figura 6.5. Perfil horario de potencia FV y de demanda.

El distinto resultado entre ambas figuras es debido a la influencia de los cambios estacionales y semanales que se producen entre ambos perfiles de demanda. La Figura 6.5 muestra la forma de la curva diaria de ambas demandas junto con la curva diaria de generación solar. En cambio, la Figura 6.2 muestra el perfil mensual de la demanda IEEE-RTS, la demanda española y la demanda IEEE-RTS corregida. Este hecho es el que motiva a que la corrección aplicada a la demanda sea semanal y mensual pero no diaria ya que entre la demanda IEEE-RTS y la demanda española no se aprecian cambios diarios.

Finalmente, los resultados obtenidos en el estudio comparativo propuesto se comparan a su vez con los resultados obtenidos en los estudios comentados anteriormente en [79] y [82]. La Tabla 6.3 resume los resultados obtenidos en cada estudio.

Tabla 6.3. Comparativa del capacidad para los modelos utilizados y trabajos de referencia.

	ELCC (5% penetración FV) (%)
<b>Modelo Gafurov</b>	26.5/45.9*
<b>Modelo Santos-Martin</b>	25.9/45.1*
<b>NERC</b>	26.9
<b>Ding et al.</b>	38.1

\* ELCC utilizando la demanda IEEE corregida

Los valores obtenidos utilizando los modelos de Gafurov y Santos-Martin cuando se utiliza la demanda IEEE-RTS original se aproximan a los obtenidos en [79]. En cambio cuando el perfil de demanda utilizado cambia al perfil IEEE-RTS corregido, los valores obtenidos con ambos modelos se aproximan a los obtenidos en [82]. Esta comparación de resultados no es representativa debido a la siguiente problemática:

- Los resultados obtenidos en [79] han sido calculados utilizando la definición de valor de capacidad y no de crédito de capacidad (La descripción y comparación de ambas definiciones motivan el caso de estudio presentado en el siguiente capítulo). Descrito forma abreviada, el valor de capacidad obtiene los resultados analizando la hora más desfavorable en un día. En cambio, el crédito de capacidad realiza la evaluación considerando todas las horas del día.
- El estudio de Ding et al [82] utiliza la demanda IEEE-RTS para realizar la evaluación del crédito de capacidad FV. El índice utilizado en el crédito de capacidad es el ELCC al igual que el presente caso de estudio. La diferencia es que Ding et al. no realiza la correlación de la demanda IEEE-RTS con la serie temporal de radiación de la zona de estudio (Hawai).



## 6.4 Conclusiones

La comparación presentada en este capítulo sirve para examinar los resultados que obtiene el modelo FV presentado por Santos-Martin en estudios de fiabilidad. Dichos resultados son similares a los presentados en el modelo de Gafurov el cual ha sido utilizado con anterioridad en estudios de fiabilidad. El modelo de Santos-Martin presenta la ventaja con respecto al de Gafurov de no necesitar las características eléctricas de los paneles FV ni del inversor utilizado para la conversión de la radiación solar en potencia eléctrica. Esta característica permite realizar evaluaciones de fiabilidad a largo plazo más generales y por tanto más representativas.

Los análisis de crédito de capacidad están afectados por la correlación entre las series temporales de demanda y de generación. La mejor correlación entre ellas se traduce en un mayor crédito de capacidad por parte de la tecnología evaluada. Además, en este estudio se ha observado cómo varían los resultados obtenidos dependiendo de la utilización del crédito de capacidad o del valor de capacidad.



## Capítulo 7.

### Caso de estudio 1. Evaluación de la adecuación del sistema eléctrico español. Diferencias entre crédito de capacidad y valor de capacidad

---

#### ÍNDICE DE CONTENIDOS

7.1	Introducción .....	77
7.2	Metodología .....	79
7.2.1	Sistema eléctrico español. ....	79
7.2.2	Generación térmica convencional .....	80
7.2.3	Unidades STE .....	80
7.2.4	Generación eólica.....	81
7.2.5	Carga .....	81
7.3	Resultados .....	83
7.3.1	Resultados del crédito de capacidad .....	83
7.3.2	Resultados del valor de capacidad .....	86
7.3.3	Resultados de las estrategias STE .....	89
7.3.4	Escenarios futuros de integración renovable en España. ....	89
7.4	Conclusiones .....	91

---

#### 7.1 Introducción

En el capítulo anterior, se evaluaba la evolución de fiabilidad en función del incremento de la potencia instalada de la tecnología FV. El incremento de la potencia instalada FV es una consecuencia para poder adaptarse a los requisitos marcados por las autoridades europeas en el acuerdo del clima de París [2]. Esta situación no es particular de la tecnología FV sino también

se extiende al resto de las tecnologías renovables. Para el caso español, ENTSO-e ha previsto a través del plan de desarrollo de la red a 10 años “Ten-year Network Development Plan (TYNDP)” en su versión de 2018 [84] que la potencia instalada renovable, sin consideración hidráulica, alcanzará la capacidad de 34,5 GW, 25,8 GW y 6,1 GW para energía eólica, FV y solar térmica de concentración (STE), respectivamente. Estos niveles requieren un incremento de 11,7 GW de potencia eólica, 21,5 GW de potencia FV y 3,8 GW de potencia solar de concentración, todos estos valores con respecto a la capacidad instalada en el año 2018.

Este capítulo amplía el caso de estudio del capítulo anterior analizando la contribución a la fiabilidad de las tecnologías renovables eólicas, solares FV y solares STE en el sistema eléctrico español. El motivo de la elección de estas tres tecnologías está motivado por el pronóstico del incremento de su integración en el sistema. En el caso eólico, el estado de madurez de la tecnología en el sistema eléctrico español es muy alto [11] por lo que su potencial futuro es también alto. La tecnología FV presentará un gran potencial en el sistema eléctrico español debido principalmente a dos factores. El primero es el relacionado con la bajada de costes de operación y de instalación de dicha tecnología (CAPEX y OPEX) [10]. El segundo está relacionado con el alto potencial de explotación existente en España. Sobre el último punto, estudios como [85] muestran la disponibilidad de recurso en España así como su papel clave en la generación eléctrica futura. Por último, la tecnología STE ha sido utilizada como fuente de generación eléctrica durante los últimos 15 años debido a, de nuevo, la alta disponibilidad solar en España. Además, la tecnología STE presenta una gran capacidad de despacho cuando se incluye un almacenamiento energético unido a las posibilidades de hibridación existentes con gas o biomasa [57].

Junto con la evaluación de la contribución a la fiabilidad de cada tecnología, este capítulo añade el análisis de los dos enfoques existentes para evaluar la contribución a la fiabilidad. Los dos enfoques son: el crédito de capacidad (*capacity credit*) (CC) y el valor de capacidad (*capacity value*) (CV). Ambas formas de evaluar la contribución a la fiabilidad están definidas en el capítulo 2 donde además se describe la metodología requerida para su cálculo. El motivo que lleva a comparar cada una de las definiciones (CC y CV) es el poder dar respuesta a los distintos resultados que obtienen estudios que se basan en estas dos definiciones. Existen variedades de estudios de fiabilidad basados en ambas definiciones, tanto de crédito de capacidad [20,66,82,83,86–89] como de valor de capacidad [19,79,90–93]. La mayor parte de estos estudios evalúan la contribución a la fiabilidad de las tecnologías renovables como son: eólica, FV, solar térmica, undimotriz, etc. Los resultados que ofrecen para cada una de las tecnologías difieren de manera significativa dependiendo de la definición utilizada.

La diferencia que existe entre ambas definiciones se debe principalmente al marco temporal utilizado para realizar la evaluación. La evaluación del crédito de capacidad sigue la metodología explicada Figura 3.3 del Capítulo 3 y para el cálculo de los índices (ECP, EFC, ELCC) tiene en cuenta todos los periodos temporales de los datos de entrada. En cambio, el valor de capacidad, si bien sigue la misma metodología y utiliza los mismos índices, distingue los periodos más representativos de la serie de datos y los utiliza para el cálculo de los índices. Utilizando el diagrama de la Figura 3.3, el método de cálculo del valor de capacidad elige una hora representativa de un día completo sobre la que se realizaría el análisis. De la misma forma, si el marco temporal de los datos fuese diario, la metodología elige un día representativo de una semana o un mes.

## 7.2 Metodología

El estudio de contribución a la fiabilidad de cada una de las tecnologías se lleva a cabo mediante la metodología descrita en el Capítulo 2. Los análisis de crédito de capacidad y valor de capacidad están basados en la metodología descrita en el Capítulo 3. A diferencia de los resultados expresados en el Capítulo 6 utilizando el índice ELCC, los resultados de contribución a la fiabilidad de cada tecnología estarán basados en el índice EFC. Este índice sustituye la generación a analizar por una capacidad de generación 100% fiable, lo que se traduce en un escalón de capacidad en la generación (en lugar de un escalón de demanda en ELCC) en el sistema eléctrico analizado. El principal motivo del cambio de índice es la mayor simplicidad en el cálculo iterativo.

El estudio de contribución a la fiabilidad de las tecnologías se realiza a través del análisis de fiabilidad utilizando la herramienta de simulación Monte-Carlo secuencial mediante el índice de fiabilidad LOLE. Además, los criterios de parada (2.2) de la simulación Monte-Carlo serán: 6000 años o un error de un 3%.

### 7.2.1 Sistema eléctrico español.

El estudio de contribución a la fiabilidad de las tecnologías se aplica al sistema de potencia peninsular de España del año 2017. El sistema incluye generación eólica, FV, STE, hidráulica de embalse, bombeo hidráulico, generación convencional de carbón, ciclo combinado y nuclear. Las unidades que operan sin ciclo termodinámico han sido consideradas 100% fiables. Para el resto de unidades, las características de capacidad y fiabilidad se recogen en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Características de capacidad y fiabilidad de las unidades de potencia.

Características de capacidad						Características de fiabilidad		
Nº Unid.	Potencia Nominal (MW)	Potencia total (MW)	Potencia media (MW)	Potencia máxima (MW)	Potencia mínima (MW)	FOR <sup>a</sup> (%)	MTTF <sup>b</sup> (horas)	MTTR <sup>c</sup> (horas)
<b>Unidades de carbón</b>								
5	(400-599)	2783	557	570	536	5.35	604.26	34.16
18	(300-399)	6191	344	355	300	5.63	512.04	30.55
4	(200-299)	1006	251	296	206	8.99	472.91	46.71
3	(100-199)	436	145	154	138	5.57	188.26	11.10
1	(1-99)	52	52	52	52	9.40	182.73	18.96
<b>Unidades de ciclo combinado</b>								
51	(200-900)	24948	489	859	275	4.71	1881	92
<b>Unidades nucleares (Reactor de agua en ebullición)</b>								
1	(1,000+)	1064	1064	1064	1064	1.49	3,469	52
<b>Unidades nucleares (Reactor de agua a presión)</b>								
5	(1,000+)	4066	1016	1045	1003	3.32	3852	132
2	(900-999)	1988	994	996	992	3.95	4429	182
<b>Unidades STE</b>								
8	(1000-14000)	Dependiendo de la penetración agregada <sup>1</sup>				1.94	2941	58.24

a. Tasa de interrupción forzada b. Tiempo medio hasta el fallo c. Tiempo medio hasta la reparación

1. La potencia instalada STE depende de la penetración agregada en el sistema y se distribuye equitativamente entre las unidades

### 7.2.2 *Generación térmica convencional*

La capacidad de generación térmica convencional del sistema está constituida por 31 unidades de carbón con un total de 10,46GW de potencia instalada, 51 unidades de ciclo combinado con un total de 24,94 GW de potencia instalada y 7 centrales nucleares con un total de 7,11GW de potencia instalada. La capacidad de cada una de las centrales y sus características de fiabilidad para poder representar el tiempo de fallo y reparación se recogen en la Tabla 7.1. Los datos de tiempo medio hasta la reparación (MTTR) y tiempo medio hasta el fallo (MTTF) han sido obtenidos de los datos de disponibilidad de la generación (GADS) publicados por la NERC [94].

### 7.2.3 *Unidades STE*

Las unidades STE han sido simuladas en base al diseño de planta de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento térmico mediante sales fundidas. Los parámetros de diseño para la potencia determinada a incluir en el sistema eléctrico en cada simulación han sido obtenidos de la herramienta de software SAM [56]. El parámetro principal de diseño es la potencia instalada para la tecnología STE. Esta potencia será entregada por un número determinado de centrales STE de potencia instalada 100 MW. Estas centrales tendrán un almacenamiento energético equivalente a 7 horas de generación eléctrica a máxima potencia. Para ello, el campo solar que alimenta la central tendrá un factor de multiplicidad solar (SM) de 2.5 para poder generar excedente de energía térmica con el fin de cargar el almacén en cada ciclo de trabajo. El campo solar, el almacenamiento y la turbina de vapor tendrán un rendimiento de 0,76, 0,95 y 0,37, respectivamente. Además, debido al mantenimiento del calor mínimo en los tanques de sales fundidas, el consumo energético en periodos de déficit energético es de 1,51 MW. Las características de fiabilidad asociadas a estas unidades STE están descritas en la Tabla 7.1. Finalmente, con el fin de homogeneizar la generación STE, se consideran 8 diferentes localizaciones en las que se divide equitativamente el total de capacidad destinado a la generación STE. En cada localización se utilizan series temporales de radiación horaria obtenidas de SIAR [48] correspondientes a 14 años. Estas series temporales de radiación son convertidas en potencia térmica a través del modelo STE presentado en el Capítulo 4.

Este trabajo considera una modificación sobre cada una de las centrales STE. La modificación consiste en utilizar diferentes estrategias de descarga en el almacenamiento energético. El objetivo es controlar la descarga de la energía para poder maximizar la contribución de la central a la fiabilidad. Para ello, se proponen tres estrategias de despacho del almacenamiento que consisten en:

- Maximizar el número de horas en las que la central entrega potencia desde el almacenamiento después del ocaso solar.
- Maximizar la potencia entregada desde el almacenamiento después del ocaso solar
- Realizar una entrega de potencia variable desde el almacenamiento siguiendo el perfil de la demanda eléctrica después del ocaso solar.

La última estrategia consiste en un perfil de descarga variable que permite a la planta STE adaptar su suministro de energía a la demanda. En periodos de alta / baja demanda, las plantas de STE aumentan / disminuyen su producción de energía, respectivamente, si es posible.

El principal objetivo de la utilización de las tres estrategias presentadas es conocer el efecto de la modificación de la potencia entregada en la fiabilidad. Para maximizar el efecto en la fiabilidad, la estrategia de descarga del almacenamiento debería calcularse mediante un problema de optimización. Éste tendría como objetivo maximizar la fiabilidad que, a su vez se consigue cuando se obtiene el valor mínimo posible del índice seleccionado para definir la fiabilidad del sistema. Las condiciones que restringen dicho problema serían la limitación de potencia que puede entregar la central STE y la energía disponible en el almacenamiento y las rampas de potencia en la entrega de la potencia a la red. Este enfoque es el mismo utilizado en [57] donde se evalúa el uso óptimo de una planta STE con almacenamiento maximizando la rentabilidad de la central.

La problemática de obtener la solución óptima de las estrategias de descarga implica la incorporación del método Monte-Carlo secuencial en un problema de optimización. Por lo tanto, teniendo en cuenta el tiempo computacional necesario para la simulación Monte-Carlo secuencial, la incorporación de un problema de optimización llevaría a tiempos aún más altos. La solución presentada con la utilización de las tres estrategias es evitar la optimización para dar un resultado preliminar que permita decidir si es oportuno llevar o no a la construcción de un problema de optimización.

#### 7.2.4 *Generación eólica*

El modelado de la generación eólica se realiza mediante el modelo MBB explicado en el Capítulo 4. Las series temporales horarias utilizadas en la herramienta MBB han sido obtenidas del operador del sistema eléctrico español (REE) [95] para un total de 10 años (2007-2017) y normalizadas según la potencia instalada eólica en el sistema eléctrico para cada uno de los años considerados.

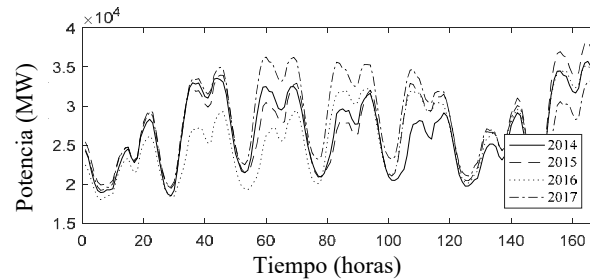
#### 7.2.5 *Carga*

La representación de la carga del sistema eléctrico español se ha realizado mediante la obtención de las series temporales de demanda de los años 2014-2017. Su obtención se ha realizado a través de la página web del operador del sistema eléctrico español [95].

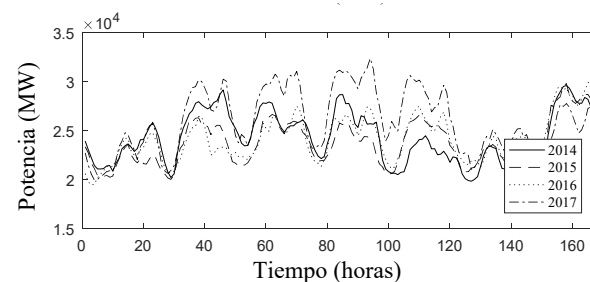
La carga considerada en las simulaciones realizadas es modificada teniendo en cuenta tres escenarios diferentes. Cada uno de los escenarios representa diferentes puntos temporales en el sistema eléctrico español. El motivo del uso de diferentes escenarios es mostrar cómo cambia la contribución a la fiabilidad de las VRES cuando el sistema presenta diferentes tecnologías de generación y cuando, además, el sistema ya integra un cierto nivel de integración renovable. Los escenarios propuestos son los siguientes:

- Escenario 1. La carga está representada por la serie de demanda española para los años 2014-2017. El perfil de demanda está representado en la Figura 7.1a).
- Escenario 2. La carga está representada por la carga neta obtenida tras restar la contribución hidráulica a la demanda del escenario 1. El perfil de demanda de este escenario está representado en la Figura 7.1b). La realización de la sustracción de la energía hidráulica a la demanda se realiza para considerar tecnología hidráulica evitando realizar su modelado a través de un despacho de energía. Esta solución es la misma que se ha aplicado en estudios similares como por ejemplo [96,97].

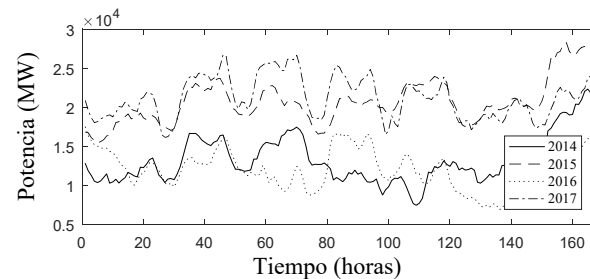
- Escenario 3. La carga es la mostrada en la Figura 7.1 c) está representada por la carga neta después de restar la contribución solar, eólica y STE al perfil de demanda del escenario 2. La contribución de energía de estas tecnologías es de un 4,8%, 25% y 2,5%, respectivamente. La utilización de este perfil neto de demanda es para tener en cuenta el estado de penetración renovable en el sistema eléctrico a fecha de 2018.



a) Escenario 1. Perfil de carga original.



b) Escenario 2. Perfil de carga neta a partir de la contribución hidráulica.



c) Escenario 3. Perfil de carga neta a partir de la contribución de todas las renovables.

Figura 7.1. Escenarios de carga propuestos para el Sistema eléctrico español.

En relación a la integración de la generación hidráulica, no se han utilizado las estrategias de gestión descritas en el Capítulo 4 debido a que el objetivo no es modificar su entrega de potencia para adaptarse a la generación puesto que se quiere representar la situación ocurrida en el sistema para los años 2014-2017. La aplicación de las estrategias añadiría una variable más al estudio la cual no es el objetivo principal perseguido en este caso.

Los diferentes escenarios de demanda utilizados introducen un desequilibrio entre la relación de la capacidad de generación y la capacidad de demanda. Se observa en la Figura 7.1 una reducción en la potencia media demandada en cada uno de los escenarios de demanda generados ya que se elimina parte de la demanda por acción de las contribuciones de generación consideradas, es decir, la utilización de la demanda neta disminuye la demanda media anual en cada escenario. El desequilibrio entre la demanda y la generación lleva a obtener valores de LOLE muy altos lo que resulta en una fiabilidad baja. La solución utilizada para evitar esta problemática es nivelar el perfil de demanda en términos medios para que el valor de LOLE del sistema sea 2.4h/año. Esta solución ha sido utilizada en otros estudios similares como son



[13,34,79,98]. Esta modificación permite establecer una base de fiabilidad a todos los sistemas evaluados permitiendo focalizar el análisis de fiabilidad a la integración de las tecnologías basándose en su curva de potencia generada.

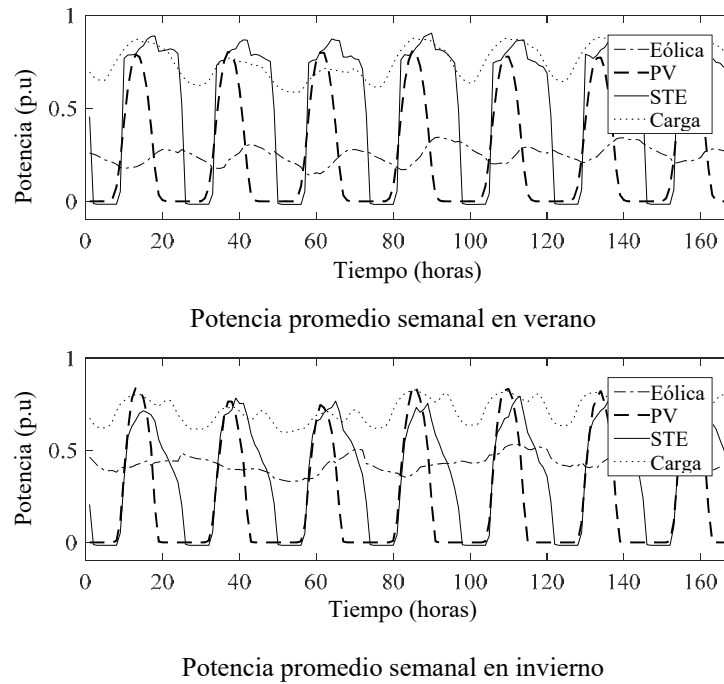


Figura 7.2. Curvas de potencia promediadas para los 26 años considerados. Obtenidas de una muestra aleatoria del proceso Monte-Carlo secuencial realizado.

Las series temporales de potencia generadas mediante los modelos descritos se muestran en la Figura 7.2. La imagen representa una semana promedio en invierno y verano en un año aleatorio obtenido de los múltiples años generados en la simulación Monte-Carlo secuencial.

### 7.3 Resultados

#### 7.3.1 Resultados del crédito de capacidad

Los valores obtenidos de EFC se presentan en la Fig. 7. Todas las tecnologías evaluadas se incluyen en el sistema como capacidad agregada. La capacidad instalada está representada por un intervalo de penetración de 2-25% en términos de la potencia total. La penetración se ha definido en términos de potencia para hacer referencia a la capacidad necesaria a instalar. La expresión que define la penetración en términos de potencia se expresa en la ecuación (7.1).

$$Penetración(\%) = \frac{\sum Capacidad^{Renovable}}{\sum Capacidad^{Renovable} + \sum Capacidad^{Convencional}} \times 100 \quad (7.1)$$

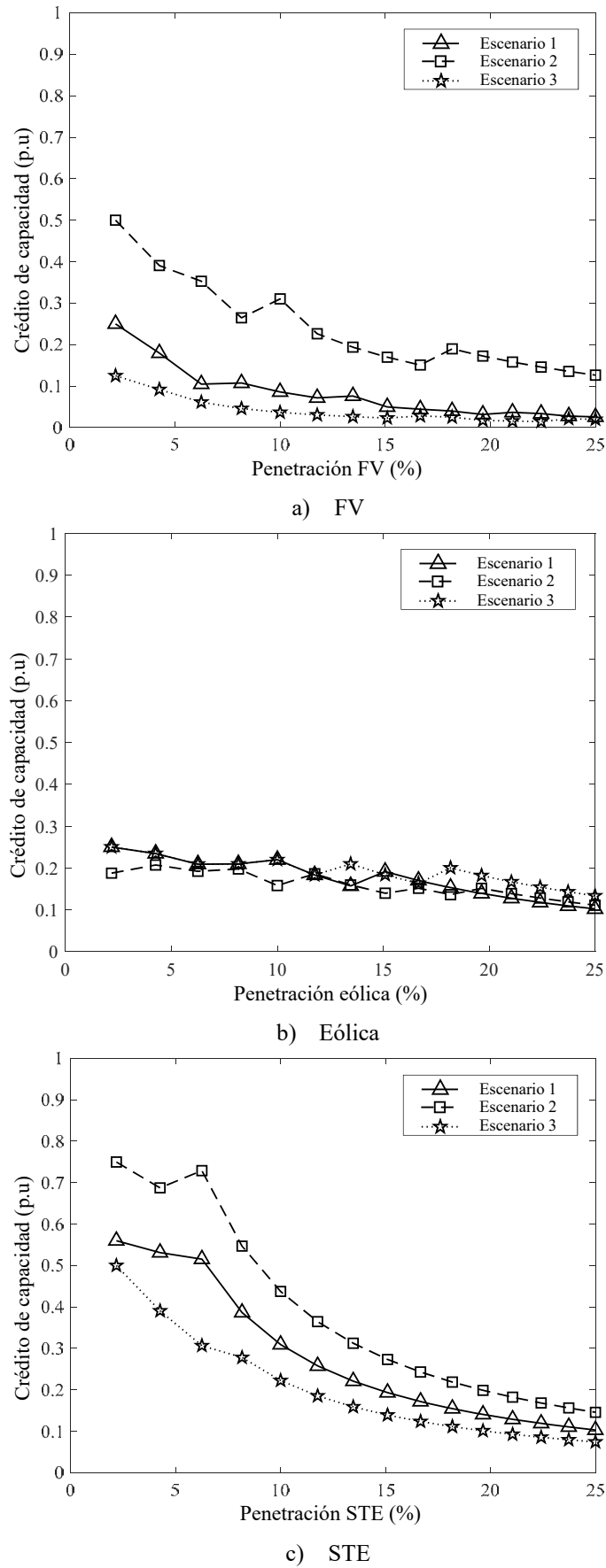


Figura 7.3. CCs para la generación FV, eólica y STE basados en la metodología EFC.

Los valores EFC tienen tendencias similares para las tecnologías FV y STE. Ambas tecnologías arrojan mejores resultados en el escenario 2 en comparación con los resultados de los otros dos escenarios. Por el contrario, el escenario 3 proporciona los peores resultados de CC en FV y STE. Los resultados indican que la energía hidroeléctrica ayuda a agregar nueva energía solar desde la perspectiva de la fiabilidad.

En cuanto a la tecnología eólica, los valores de EFC son prácticamente los mismos para todos los escenarios. A medida que aumenta la integración de la energía eólica en el sistema, el CC disminuye más lentamente que en el caso solar. A bajos niveles de penetración, las tecnologías dependientes del sol tienen CC más altos. En contraste, para un alto nivel de penetración, el CC de la energía solar es menor o igual al CC eólico. Las diferencias entre los resultados se pueden explicar en parte por la forma en que cada tecnología entrega su potencia. Las unidades STE y FV entregan energía cerca de su máxima capacidad durante unas pocas horas al día. Sin embargo, la tecnología eólica ofrece una potencia menor con respecto a su capacidad instalada, aunque ésta se distribuye durante todo el día. Cabe señalar que las unidades STE, que tienen una capacidad de almacenamiento determinada, mejoran los resultados de CC con respecto a la FV a bajos niveles de penetración porque el almacenamiento extiende las horas de entrega de energía. Cabe añadir que los resultados de CC de la tecnología STE de la Figura 7.3c se obtienen con el perfil de descarga que maximiza la potencia después del ocaso solar (estrategia 1).

De acuerdo con las diferencias en los resultados de CC para los escenarios propuestos, estudios previos, por ejemplo [82] y [92], han demostrado que la correlación entre la demanda y la generación tiene un efecto importante en los resultados de CC. En el caso español, el perfil de carga original está correlacionado con las tecnologías solares porque tanto FV y STE entregan su máxima potencia a la misma hora a la que se produce la demanda máxima. El incremento progresivo de la potencia solar tiende a saturar su integración en la curva de la demanda llevando a una consecutiva pérdida de correlación. Esta pérdida de correlación afecta al CC de las tecnologías solares pero no el CC eólico ya que tanto a baja penetración como a alta penetración la correlación eólica en la demanda no es tan marcada como la solar.

Los resultados del CC bajo la utilización del perfil de demanda modificado con la contribución hidráulica (escenario 2, Figura 7.3b) indican una mejora de la integración solar. En España, la tecnología hidráulica se despacha, entre otros motivos, para poder integrar las tecnologías convencionales como son el carbón, el ciclo combinado y la nuclear. La ayuda a la integración es necesaria cuando la participación renovable es alta (potencia cambiante). Si se integra una gran potencia FV en el sistema, la generación de las tecnologías convencionales se desplaza a los periodos en los que no se produce la generación solar. En consecuencia, la tecnología hidráulica se sitúa en esos mismos periodos. Esta localización temporal de la tecnología hidráulica favorece el suministro energético en periodos “no solares” mejorando su integración. Para el caso eólico el efecto hidráulico es apenas apreciable pero sitúa los resultados del CC ligeramente inferior a los resultados de los escenarios 1 y 3.

La correlación de cada una de las tecnologías solares con la demanda, con la tecnología hidráulica y con las tecnologías solares se puede observar en el estudio [99]. Este estudio añade unos resultados suplementarios en los que se dibuja (figura 3 del estudio) una tabla de correlación entre series temporales. En la tabla se destaca una mayor correlación FV y STE con la demanda respecto a la eólica que apenas tiene correlación. Es la misma tabla también se indica la gran correlación entre las series temporales de generación hidráulica con la generación de carbón y nuclear. La correlación que se observa entre la tecnología hidráulica y eólica es

pequeña pero explica que el uso hidráulico es parte motivo de la integración eólica como se ha comentado.

### 7.3.2 Resultados del valor de capacidad

A continuación se expone los mismos resultados anteriormente obtenidos para el CC pero aplicando el valor de capacidad (CV). El motivo es comparar los resultados para poder diferenciar ambas metodologías para definir la contribución de una central, conjunto de centrales o tecnología de generación en un sistema eléctrico de potencia. El objetivo es poder comparar los resultados de CC con resultados de CV de estudios como por ejemplo, el realizado por NREL. Es estudio es el WWSIS [79] en el que se realiza el CV para las tecnologías solares y eólica.

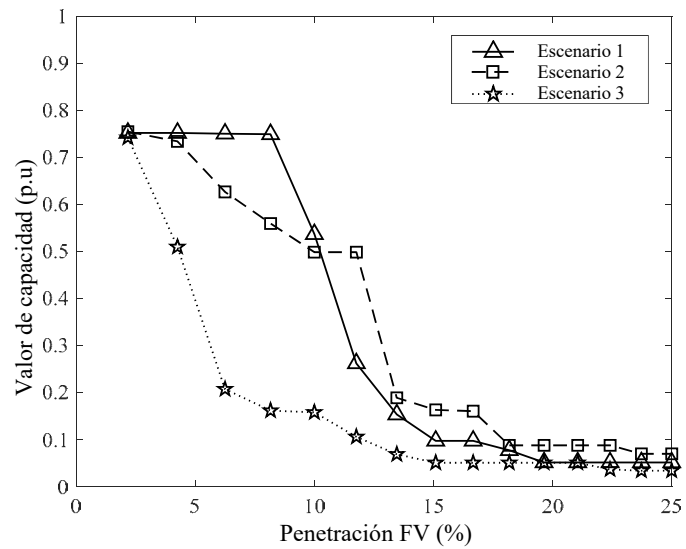
Como se ha definido en el Capítulo 2, el CV se calcula a través de los mismos índices que el CC (ELCC, EFC, ECPP) pero aplicados a periodos concretos en lugar de aplicarse a todos los periodos considerados en la simulaciones. El CV utilizando el índice EFC, está descrito en [92], y se define de la siguiente forma:

$$CV = \frac{NG_t^{Potencia}}{NG^{Capacidad}}, \forall t: t \in T^{Alta\ demanda} \quad (7.2)$$

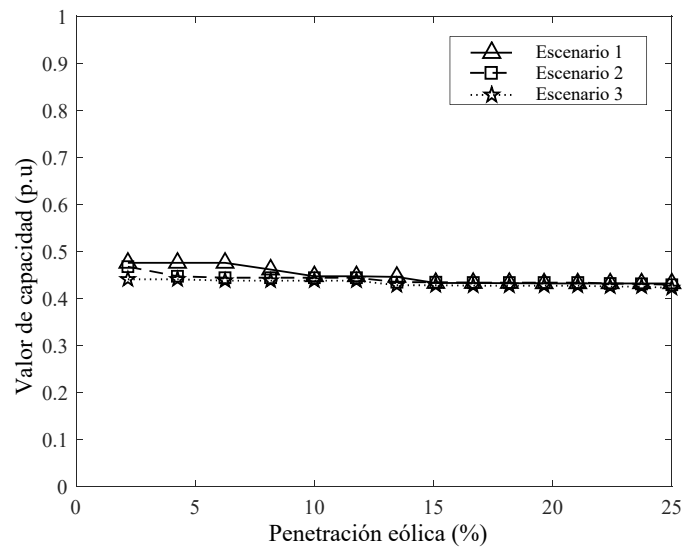
Donde  $NG_t^{potencia}$  es la potencia entregada por la generación objeto de estudio en la hora  $t$ ,  $NG^{Capacidad}$  es la capacidad instalada en la generación objeto de estudio y  $T^{Alta\ demanda}$  es el conjunto de horas en las existe alta demanda energética. Atendiendo a la ecuación, el CV hace referencia al ratio de potencia entregada con respecto a su capacidad en periodos de alta demanda.

Los resultados obtenidos en base a la metodología de CV aplicada al sistema eléctrico español se presentan en la Figura 7.4. Con esta metodología, los resultados son diferentes de los obtenidos previamente mediante el CC. Para el caso eólico, el CV permanece constante entre 0.42 y 0.47 para todos los rangos de penetración. Estos valores difieren de los valores proporcionados por el NREL en el informe WWSIS, con valores CV de 0,12 y 0,11 para valores de penetración de 10% y 20%, respectivamente. En el caso de España, hay una diferencia de aproximadamente 0.3 entre los valores CV y CC.

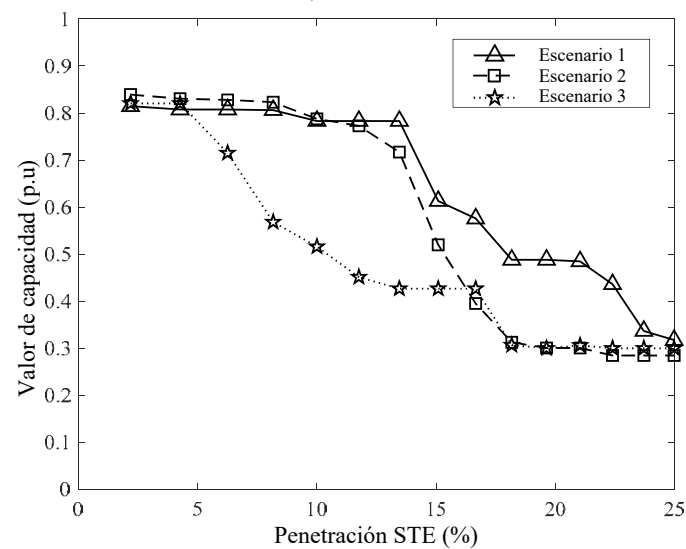
El CV de la tecnología solar muestra resultados similares con respecto al WWSIS. Según los datos de la Figura 7.4, se pueden ver dos zonas claramente diferenciadas. Una zona con un valor alto de CV para la FV y STE correspondientes con bajos niveles de penetración. La otra zona tiene un valor bajo de CV para altos niveles de penetración. Una razón de este comportamiento es el efecto de "gráfico de pato" o "curva de pato" que ocurre en la curva de carga neta después de la agregación solar. Este efecto, que se explica en [100], se ve en este estudio en la Figura 7.5 y Figura 7.6 para la FV y STE, respectivamente. A bajos niveles de penetración, los picos en la demanda netas se sitúan en horas centrales del día. Cuando la penetración solar aumenta en aproximadamente el 13% para STE y el 7% para FV, el periodo en el que se produce la carga neta máxima se desplaza a las últimas horas del día. Debido a este desplazamiento de la carga neta máxima, el conjunto definido de horas de alta demanda ( $T^{high\ demand}$ ) de la ecuación (7.2) se modifica. En este nuevo conjunto de horas, la entrega de energía por las tecnologías solares no está cerca de la capacidad nominal, lo que implica una reducción de CV. Las unidades STE producen mejores resultados que la FV porque pueden aumentar la potencia entregada en horas de baja radiación solar debido a su capacidad de almacenamiento.



a) FV



b) Eólica



c) STE

Figura 7.4. CVs para la generación FV, eólica y STE basados en la metodología utilizada por NREL.

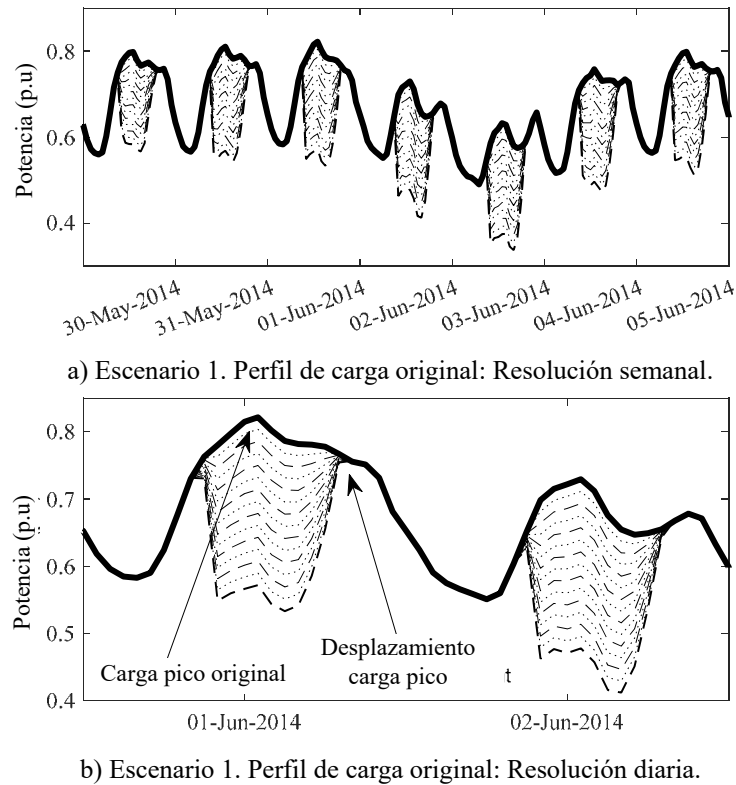


Figura 7.5. Modificación progresiva de la carga neta según se aumenta la contribución FV. La línea negra representa la carga original antes de las contribuciones FV. Cada curva de puntos representa la carga neta después de cada agregación secuencial FV en el sistema

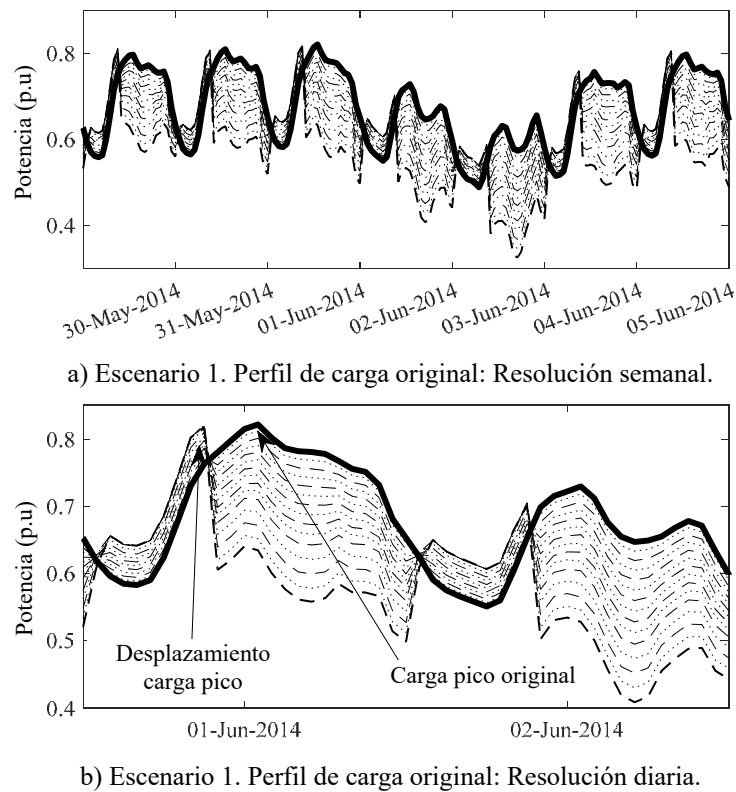
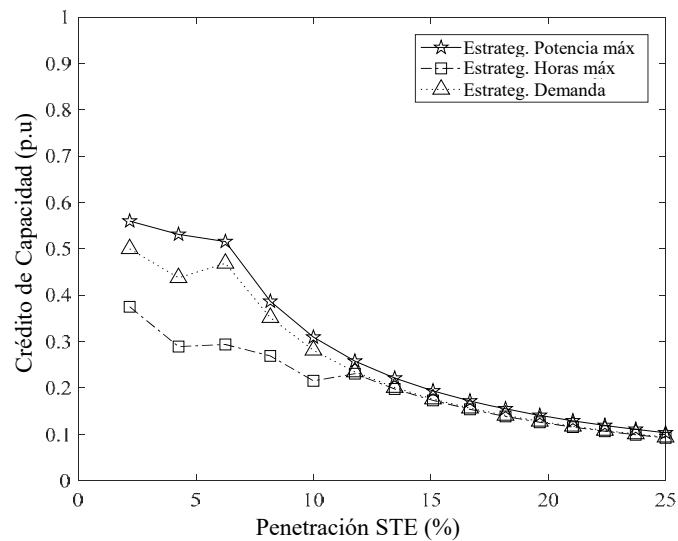


Figura 7.6. Modificación progresiva de la carga neta según se aumenta la contribución STE. La línea negra representa la carga original antes de las contribuciones STE. Cada curva de puntos representa la carga neta después de cada agregación secuencial STE en el sistema

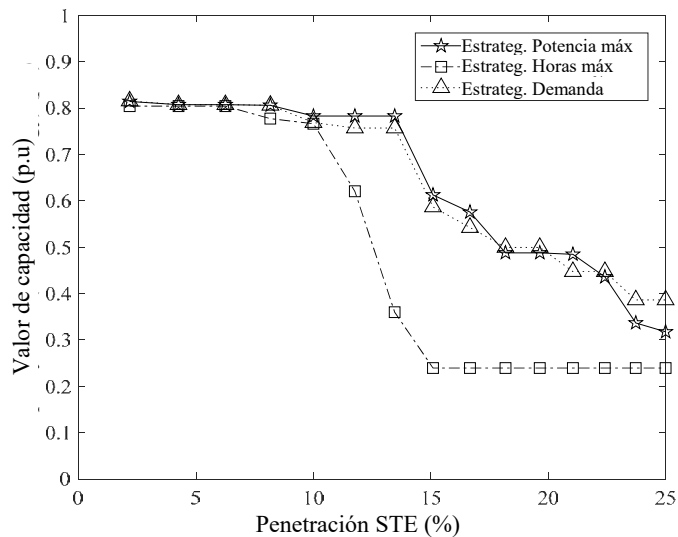
Los valores CV obtenidos en este estudio y el informe WWSIS para las unidades STE son similares. Sin embargo, para FV, la diferencia alcanza 0.35 (pu). Esta diferencia no es significativa porque el rango de penetración evaluado en el estudio WWSIS es pequeño.

### 7.3.3 Resultados de las estrategias STE

La Figura 7.7 recoge los resultados de la contribución STE a la fiabilidad variando los perfiles de descarga del almacenamiento térmico. Estos resultados se obtienen bajo las condiciones del escenario 1 de demanda y para el mismo índice EFC utilizando anteriormente.



a) Metodología EFC.



b) Metodología NREL

Figura 7.7. CCs y CVs para las unidades STE utilizando las tres estrategias utilizadas de gestión de almacenamiento térmico.

Los diferentes perfiles de descarga influyen en el CC obtenido para niveles de penetración bajos. En altos niveles de penetración, la utilización de una u otra estrategia de descarga es indiferente en términos de mejora de la fiabilidad. En contraste, el CV presenta diferencias que son más apreciables en niveles de penetración altos. El principal motivo que lleva a la obtención

de estos resultados es, de nuevo, el efecto de “curva de pato” comentada anteriormente. El nivel de penetración de alrededor del 12% produce un desplazamiento horario del punto máximo de demanda. La modificación de la estrategia permite desplazar también la entrega de potencia de la central obteniendo mejor resultado de CV.

#### 7.3.4 Escenarios futuros de integración renovable en España.

En esta subsección, el CC bajo el índice EFC se aplica para el análisis de configuraciones futuras del sistema eléctrico español previstas por ENTSO-e en el estudio del pronóstico de adecuación a medio plazo MAF (“*Mid-Term Adequacy Forecast*”) en su versión de 2018 [101]. Los escenarios utilizados en este informe son los 10 escenarios correspondientes a los inicialmente propuestos en el plan TYNDP [84] elaborado por el ENTSO-e en la actualización de 2018. Estos datos están disponibles en el repositorio [102]. Para este estudio se han utilizado los escenarios relativos al año 2030 y a un escenario de 2025 cuyos respectivos datos están reflejados en la Tabla 7.2. El escenario de 2025 está calificado como la mejor estimación ya que está propuesto bajo la perspectiva de los operadores de los sistemas de cada país respetando la normativa europea vigente. En cuanto a los escenarios a perspectiva de 2030, el primero de ellos (generación distribuida 2030) hace referencia a un escenario en el que la generación se descentraliza dando importancia a los consumidores siendo a la vez productores de energía eléctrica motivados por las redes inteligentes junto con la generación y almacenamiento a pequeña escala. El segundo escenario (Comisión Europea 2030) muestra el sistema previsto por el área de energía, cambio climático y medio ambiente de la comisión europea [103] el cual está adaptado a las necesidades marcadas por la legislación [6] estableciendo como objetivo un aumento de la eficiencia en un 32% y de una penetración renovable en el sistema de al menos un 32%. Finalmente, el escenario (Transición sostenible 2030) busca una reducción rápida de las emisiones de CO<sub>2</sub> mediante la sustitución del carbón y del fuel-oíl por gas junto con una electrificación paulatina del sector del transporte y de los consumos calefacción y refrigeración. Este escenario está enfocado a favorecer la tendencia hacia la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> marcadas para en el año 2050 en un 80-95% con respecto a las emisiones del año 1990.

Una vez presentados los escenarios de estudio futuros, se aplica un análisis de CC a cada una de las tecnologías para conocer la contribución esperada a la fiabilidad. Además, también realiza la evaluación para todas las energías renovables como un conjunto para conocer el aporte a la fiabilidad de todas las energías renovables. Los resultados se muestran en la Figura 7.8.

Tabla 7.2. Escenarios futuros propuestos por ENTSO-e para el sistema eléctrico español

ESCENARIOS	Configuración sistema eléctrico. Capacidad instalada (GW)						
	Carbón	Ciclo combinado	Nuclear	Hidráulica	Eólica	FV	STE
Mejor estimación 2025	4.6	24.5	7.1	21.8	28.9	19.9	2.3
Generación distribuida 2030	0.8	24.5	7.1	23	31	47.1	2.3
Comisión Europea 2030	3.8	27.9	7.4	23	34.5	25.8	6.1
Transición sostenible 2030	4.6	24.5	7.1	23	31	40	2.3



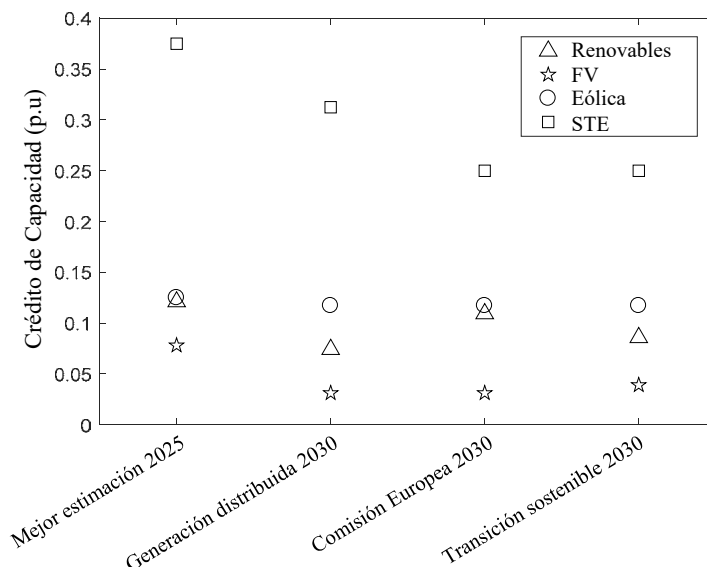


Figura 7.8. CCs para cada escenario propuesto por ENTSO-e

El escenario *Mejor estimación 2025* es el que obtiene los mejores resultados de CC para las energías renovables tanto como conjunto como por separado. En términos generales, los resultados de CC son muy bajos debido a la alta penetración de energía renovable en todos los escenarios. La penetración de la energía eólica y solar en todos los escenarios es del 46.83% en el escenario *Mejor estimación 2025*, 59.20% en el escenario *Generación distribuida 2030*, 43.89% en el escenario de la *Comisión Europea 2030* y 55.32% en el escenario *Transición sostenible 2030*. Además, es importante tener en cuenta que la tecnología STE produce la mejor contribución de fiabilidad para todas las energías renovables siendo ésta además mayor que la contribución del conjunto de todas las energías renovables. El principal motivo es que el nivel de penetración de energía STE pronosticado es bajo. La contribución de la tecnología FV a la fiabilidad de todos los escenarios es muy baja.

#### 7.4 Conclusiones

Se ha desarrollado un análisis de fiabilidad de las tecnologías renovables más importantes para evaluar las contribuciones a la fiabilidad de las tecnologías FV, STE y eólica en el sistema eléctrico español. Las conclusiones que se han obtenido han sido las siguientes:

- Las metodologías utilizadas para calcular los valores de CC y CV arrojaron resultados diferentes que no se pueden comparar directamente. Aunque ambas metodologías reflejan altas contribuciones a la fiabilidad con baja penetración renovable y bajas contribuciones a la fiabilidad con alta penetración renovable, el CC es más preciso porque considera cada periodo temporal utilizado, y el CV utilizado por NREL solo considera las horas de alta demanda.
- En base a las diferencias entre los tres escenarios propuestos, los resultados de CC utilizando el índice EFC indican que la energía hidroeléctrica contribuye a la integración de la energía solar en el sistema. También, de forma general a los resultados de los tres escenarios, la contribución a la fiabilidad de las renovables disminuye según aumenta su penetración. El problema surge porque la producción de energía renovable afecta a la carga neta reduciendo la correlación entre la demanda y la producción

renovable. Este hecho implica una reducción de la contribución a la fiabilidad de las energías renovable que han sido agregadas más recientemente, es decir, la agregación producida en el escenario 3.

- Las diferentes estrategias de almacenamiento propuestas en las unidades STE afectan a la fiabilidad aunque este efecto es mínimo. Las estrategias de almacenamiento se proponen como ejemplos para ilustrar cómo estas estrategias afectan la fiabilidad sin ser óptimas debido a limitaciones computacionales. Se deben proponer estudios adicionales basados en simplificaciones para evitar la construcción de un problema complejo que implique la optimización en conjunto con las simulaciones Monte-Carlo secuencial, que puede llevar a problemas que requerirían un tiempo de simulación muy elevado.
- Los futuros sistemas de energía propuestos por ENTSO-e incluyen una alta participación solar y eólica con un bajo uso de unidades de combustibles fósiles. Aunque estas energías renovables contribuyen notablemente a la producción de energía, su contribución a la fiabilidad es baja. Por lo tanto, la generación convencional tiene un importante papel que es el de cumplir con el objetivo de fiabilidad.

## Capítulo 8.

### Caso de estudio 2. Análisis de la flexibilidad en el sistema eléctrico español

#### ÍNDICE DE CONTENIDOS

8.1	Introducción .....	93
8.2	Metodología .....	95
8.2.1	Modelado de las tecnologías renovables y almacenamiento.....	96
8.2.2	Series temporales de energía eólica, FV, hidráulica y demanda.....	96
8.2.3	Modelado de la generación de respaldo .....	98
8.2.4	Escenarios de análisis .....	98
8.2.5	Parámetros utilizados para la visualización de resultados .....	99
8.3	Resultados .....	99
8.3.1	Sistema eléctrico base. Escenario 0 .....	99
8.3.2	Análisis de flexibilidad y energía de respaldo. Escenarios 1,2 y 3. .	101
8.3.3	Requisitos de la generación de respaldo .....	103
8.3.3.1	Composición de la generación de respaldo .....	105
8.4	Conclusiones .....	108

#### 8.1 *Introducción*

En el capítulo anterior se ha realizado un análisis detallado de la contribución a la fiabilidad de las principales fuentes de energía renovable. El análisis realizado ha definido la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos futuros en términos de adecuación, es decir, si la capacidad instalada prevista en el futuro es suficiente y fiable para suministrar la demanda requerida por el propio sistema. El estudio llevado a cabo representa la mitad de un análisis completo de fiabilidad ya que no se ha tenido en cuenta cómo afecta la integración renovable a la seguridad de suministro de la demanda. En otras palabras, la seguridad del suministro informa sobre la dinámica del sistema e indica si la generación es capaz de adaptarse a los

cambios de potencia que surgen en la demanda periodo tras periodo. Este requisito lleva a hablar de la necesidad del sistema de la existencia de capacidad flexible o también denominada capacidad gestionable.

Aumentar la proporción de fuentes de energía renovables variables (VRES), es decir, la energía eólica y solar FV, desafía el diseño y la operación de los sistemas de energía. Gran parte de la energía procedente de fuentes renovables es energía no gestionable y es por ello de la necesidad de conocer el comportamiento de las fuentes renovables con el objetivo de operar el sistema de forma segura. La literatura sobre sistemas de energía altamente renovables incluye modelos basados en el clima utilizando reglas heurísticas y optimización tecno económica donde las capacidades de energía y los despachos por hora se optimizan conjuntamente [40,41,43,99,104–108]. Los modelos incluyen un número limitado de tecnologías de generación y almacenamiento y han demostrado ser extremadamente valiosos para revelar el comportamiento operacional del sistema [40,41,105,106] en una variedad de escenarios: diferente penetración renovable, mix eólico-solar, almacenamiento disponible, etc.

Dentro de estos escenarios es importante destacar el que concierne al estudio de la incorporación del almacenamiento en el sistema eléctrico. En este sentido toman importancia dos estudios que representan dos extremos en la evaluación del papel de los almacenamientos en la integración renovable. Por un lado, el estudio [46] que mediante un problema de optimización de costes de generación incluyendo en estos costes el asociado a la emisión de CO<sub>2</sub>. Los resultados obtenidos informan de la necesidad de instalar una gran capacidad de almacenamiento en el sistema europeo. Esta capacidad llega a ser entre 1,4 y 19,4 veces la capacidad demandada diariamente. Por otro lado, el estudio [109] también propone un problema de optimización en el que se minimiza el coste de generación para evaluar la capacidad de almacenamiento. Los resultados obtenidos informan que la capacidad necesaria no es tan grande como lo indican otros estudios como por ejemplo [46]. En este caso, la capacidad es inferior a dos veces el orden de magnitud con respecto a la energía total demandada. Este resultado está motivado por dos hechos importantes. En primer lugar el estudio no se reduce al caso más desfavorable que implica una capacidad desorbitada en el almacenamiento si no que la solución está dentro de un intervalo de confianza razonable. Este intervalo se construye permitiendo la combinación del almacenamiento y del vertido de energía renovable. En segundo lugar, el estudio aplica un modelo de optimización buscando la eficiencia económica bajo las premisas de expansión de capacidad, vertidos de energía renovable y capacidad en los almacenes eléctricos. Añadido a este último punto, la capacidad requerida de almacenamiento disminuye al considerar efectos como los del acoplamiento de otros sectores (transporte, generación de calor o generación de hidrógeno) y de la gestión de la demanda.

En este caso de estudio se ha utilizado el enfoque del modelo basado en el clima para estimar la energía de respaldo y las capacidades de potencia, almacenamiento y capacidad de transmisión. Además, en este capítulo se complementa el trabajo de los anteriores trabajos al incluir el análisis de flexibilidad para completar la evaluación de la fiabilidad de los sistemas eléctricos. Otro de los puntos que se tratan en el caso de estudio es la integración de la generación hidráulica ya que su participación es fundamental en los sistemas eléctricos con alto potencial hidráulico. Para llevar a cabo estos análisis, el caso de estudio plantea las siguientes preguntas cuya respuesta se desarrollan a lo largo del mismo:

a) ¿Cuál es la combinación óptima de energía eólica y solar para minimizar la energía y la capacidad de respaldo requeridas cuando se incluyen la hidroelectricidad y el almacenamiento?

b) ¿Cuál es la flexibilidad requerida para la energía de respaldo en diferentes escenarios?

La flexibilidad se define como la capacidad de generación de respaldo para responder a los cambios en el desajuste por hora entre la generación de VRES y la demanda [108]. A través del trabajo desarrollado por Ma et al en [12], se utiliza un índice "offline" para evaluar la flexibilidad requerida. Mediante este índice se puede dar una visión preliminar de cómo puede ser la composición óptima del conjunto de plantas de energía de respaldo necesarias para proporcionar la flexibilidad requerida y poder hacer frente a la respuesta dinámica que requiere la demanda

## 8.2 Metodología

El estudio realizado toma como objeto de estudio el sistema eléctrico español. El modelado del sistema eléctrico se basa en la metodología MSIC descrita en el Capítulo 4. La ecuación principal en la que se basa la metodología es la de balance de potencia entre la generación y la demanda (4.1). Para este estudio se cuenta con la participación de la energía eólica, solar FV, hidráulica de embalse. El sistema eléctrico además cuenta con la participación de tecnologías de almacenamiento energético como son el bombeo hidráulico y el almacenamiento energético por medio de baterías. Los valores utilizados para el almacenamiento futuro por baterías han sido fijados para caracterizar una fuente de energía de gran capacidad con una respuesta rápida. Los valores seleccionados se toman a partir de la referencia de los valores de la tecnología de bombeo hidráulico donde la capacidad ha sido multiplicada por 10 (730 GWh), representando el valor de la demanda de energía diaria total media de España de los últimos 5 años [11]. La velocidad de descarga (10,5 horas) ha sido elegida teniendo en cuenta que es la mitad del valor que caracteriza actualmente al bombeo, de forma similar a lo realizado en el estudio [46].

Finalmente, el sistema incluye las tecnologías de carbón, ciclo combinado y nuclear sirviendo de generación de respaldo cuando la generación renovable y el almacenamiento no puedan suministrar debidamente la demanda. Los datos técnicos de la generación hidráulica de embalse, el bombeo hidráulico y el almacenamiento energético con baterías se definen en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1. Potencia, energía y eficiencia de la generación hidráulica, bombeo y almacenamiento.

TECNOLOGÍAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA	ACTUALES	ALMACENAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO (PHS)			
		Capacidad de potencia (GW)	Capacidad de energía (GWh)	Tiempo de descarga a máxima potencia (h)	Eficiencia (ida-vuelta)
		3.5	73	≈ 21	0.7
		HIDRÁULICA DE EMBALSE			
		Capacidad de potencia (GW)	Producible anual (GWh)	Tiempo de descarga a máxima potencia (h)	Eficiencia
		17.05	26,500 (Average)	--	0.84
	FUTURAS	ALMACENAMIENTO FUTURO (FS)			
		Capacidad de potencia (GW)	Capacidad de energía (GWh)	Tiempo de descarga a máxima potencia (h)	Eficiencia (ida-vuelta)
		70	730	≈ 10.5	0.81

Cada tecnología de generación lleva asociada un orden de despacho dentro del sistema eléctrico. El orden de despacho utilizado es: Eólica, FV, almacenamiento energético (prioridad a

mayor eficiencia), hidráulica y generación de respaldo. La participación sucesiva de cada una de las tecnologías según el orden descrito origina la modificación de la ecuación de balance (4.2). Las tecnologías no gestionables no podrán adaptarse a las condiciones cambiantes de la demanda neta. En cambio, las tecnologías gestionables, como por ejemplo los almacenamientos energéticos, adaptan su consumo energético a periodos en los que el balance es positivo  $\Delta_+$  y su entrega de energía a periodos en los que el balance es negativo  $\Delta_-$ .

### 8.2.1 *Modelado de las tecnologías renovables y almacenamiento*

El modelado de las tecnologías no gestionables se realiza por medio de series temporales de potencia media horaria. En cambio, la tecnología hidráulica se modela utilizando, como energía disponible, el producible hidráulico para cada uno de los años considerados. Una vez calculada la energía disponible, la gestión y transformaciones energéticas se obtienen a partir del modelo descrito en el Capítulo 4 que ha sido desarrollado en [67] para poder aplicarse a diferentes tecnologías gestionables. Este mismo modelo, se particulariza para caracterizar la tecnología de bombeo y el almacenamiento por baterías como se ha detallado también en el Capítulo 4. La particularización se especifica bajo la condición de flujo bidireccional de energía (carga y descarga energética). Este flujo bidireccional de energía se establece entre la red eléctrica y el propio almacenamiento siendo además la red la única fuente de energía de la que disponen ambas tecnologías.

Las tecnologías renovables gestionables (hidráulica) y las tecnologías de almacenamiento (bombeo y baterías) aplican dentro de su modelado dos estrategias de gestión energética definir en qué momento deben consumir o generar energía eléctrica. Las estrategias de gestión utilizadas están descritas en el capítulo 4 y son: prioridad de almacenamiento y alisado [40].

### 8.2.2 *Series temporales de energía eólica, FV, hidráulica y demanda*

La generación renovable considerada en este estudio se modela mediante series temporales históricas de potencia renovable, expresada en unidades (p.u), correspondiente a cada tecnología. Los datos representados en las series temporales comprenden 26 años (1991-2016) con resolución horaria. Las series temporales de potencia eólica y solar FV se obtuvieron mediante re-análisis convirtiendo datos históricos de velocidad de viento e irradiación convertidos a potencia eléctrica y agregados a escala de país. Los datos correspondientes para todos los países de Europa están abiertamente disponibles en [85,110] para eólica y solar, respectivamente. Los datos tienen una resolución horaria y una resolución espacial de 40x40 km<sup>2</sup>. Para el caso eólico, la conversión de velocidad de viento en potencia se realiza mediante la curva característica presentada en la Figura 4.7 particularizada a una turbina eólica de 250kW de potencia. En este caso, la utilización de los datos de potencia obtenidos a partir de esta conversión se ve favorecida por la gran disponibilidad de ellos (hasta 38 años de datos) que tiene el estudio [85]. La disponibilidad de esa cantidad de datos permite optar por no utilizar la herramienta MBB comentada en el Capítulo 4. En el caso fotovoltaico, se utiliza una conversión similar a la presentada en el Capítulo 4 en el modelo fotovoltaico en el que se transforma los datos de radiación medidos en potencia eléctrica. El uso de estos datos en lugar de aplicar las técnicas presentadas en el Capítulo 4 (modelo FV y herramienta MBB) es debido a un mayor número de años disponibles en las fuentes [85,110] permitiendo mejorar las simulaciones de Monte-Carlo realizadas. Además, el desarrollo de ambos estudios coincide temporalmente con

el desarrollo del trabajo [86] en el que se presentan todos los resultados expuestos en el Capítulo 7.

Los datos de entrada para el modelado de la generación hidráulica proceden de la fuente [95]. Los datos corresponden a los históricos de la energía producible hidráulica mensual, expresados en MWh, correspondientes a 26 años (1991-2016). Los datos mensuales se transforman en datos horarios, tomando así la unidad de potencia (MW), asumiendo que el producible mensual se divide entre cada una de las horas que componen el mes. Mediante este reparto se obtiene un producible horario constante durante todo el mes. El motivo de la creación de un producible horario es para adaptar todas las series temporales a la misma resolución.

En cuanto a la demanda, las series temporales de potencia horarias, expresadas en MW, utilizadas para su representación incluyen datos correspondientes a los años 2006-2016 obtenidos de [16]. Las series temporales de demanda se han tratado estadísticamente para eliminar la componente periódica anual. La desestacionalidad de la serie de demanda se realiza para poder considerar igualdad en la carga en cada año simulado. Además, con motivo de tener la misma resolución y cantidad de datos en las simulaciones llevadas a cabo, las series temporales horarias de demanda se duplican para completar el espacio temporal de 1991 a 2005 (1991 a 2016).

La Figura 8.1 representa las series temporales de potencia obtenida de cada tecnología normalizada para los 26 años utilizados. Cada serie temporal de potencia se muestra promediada mensualmente. El promediado se realiza para mostrar la variación estacional que tiene cada tecnología y la demanda. En esta figura se observa cómo la generación hidráulica presenta una mayor variabilidad interanual debido a las grandes diferencias entre los años secos y húmedos.

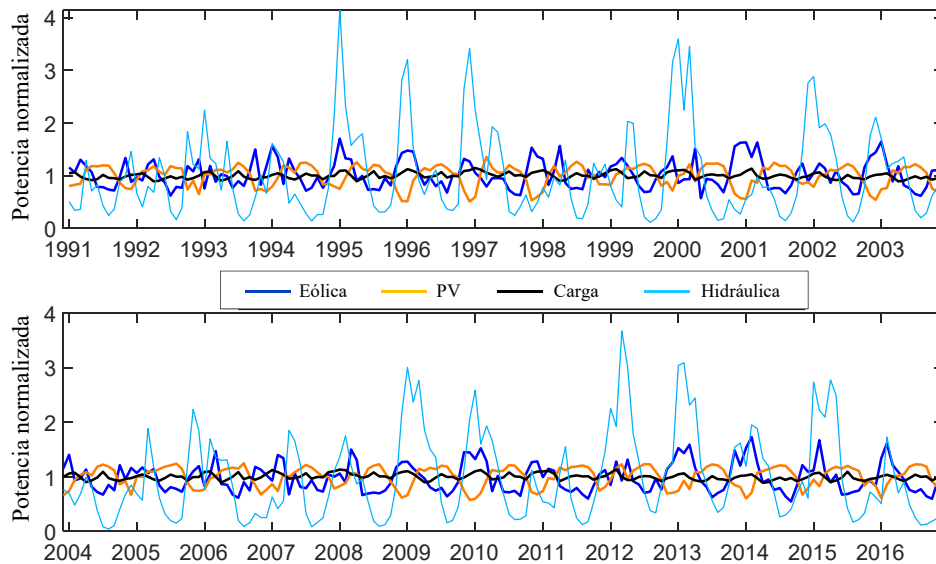


Figura 8.1. Series normalizadas de potencia eólica, potencia solar FV, potencia demanda de electricidad y potencia hidroeléctrica para España. Los valores horarios se agregan mensualmente para mostrar la variabilidad estacional. Las series se normalizan utilizando el promedio de 26 años.

### 8.2.3 Modelado de la generación de respaldo

Una vez realizado el despacho de todas las tecnologías gestionables, toda aquella parte de la demanda que ha quedado sin cubrir se denomina demanda residual y su expresión temporal se define como:

$$RL(t) = \Delta_-(t) \quad (8.1)$$

A partir de la carga residual, la cantidad de energía que debe ser suministrada por la generación de respaldo se define como la suma en todo el tiempo considerado de la demanda residual  $E_B$ . Además, la potencia máxima de la carga residual define la máxima potencia a instalada en la generación de respaldo  $C_B$ .

$$E_B = \sum_t \Delta_-(t) \quad C_B = \max(\Delta_-(t)) \quad (8.2)$$

La carga residual debe ser suministrada por la generación de respaldo definida anteriormente (carbón, ciclo combinado y nuclear). El despacho de energía se realiza por medio del problema de optimización definido en el Capítulo 3 donde se minimiza el coste de la generación bajo las restricciones de balance de potencia y flexibilidad entre la demanda residual y la generación de respaldo. A través de este problema de optimización se va a proceder a conocer cómo afecta a la flexibilidad del sistema (condición de fiabilidad en términos de seguridad) la agregación de determinada cantidad de energía renovable.

### 8.2.4 Escenarios de análisis

El estudio propuesto consta de 4 diferentes escenarios en los que progresivamente se añaden tecnologías con el objetivo de conocer cómo afectan a la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Los escenarios utilizados para el análisis son los siguientes:

- Escenario 0. (Eólica y FV). Este escenario es el escenario base en el que solo la generación eólica y FV están disponibles.
- Escenario 1. (Eólica, FV e hidráulica de embalse). Además de la generación eólica y solar del escenario 1 este escenario incluye la generación hidráulica del embalse con las características técnicas definidas en la Tabla 8.1 siendo éstas las actuales para el caso español en el año 2018.
- Escenario 2. (Eólica, FV, bombeo hidráulico e hidráulica de embalse). Al escenario 1 anterior se le incluye el almacenamiento mediante bombeo hidráulico. Las características técnicas de capacidad, potencia y rendimiento se definen en la Tabla 8.1.
- Escenario 3. (Eólica, FV, baterías, bombeo hidráulico e hidráulica de embalse). Este escenario representa un caso futuro en el que el sistema eléctrico español añade una cierta capacidad de almacenamiento por baterías además de la generación incluida en el escenario 2.

Todos los escenarios incluyen la generación convencional no renovable como generación de respaldo para completar el suministro de la demanda en el caso de no ser suficiente con la generación renovable.



### 8.2.5 Parámetros utilizados para la visualización de resultados

El uso del modelo MSIC en este estudio tiene como principal objetivo analizar cuál es el parque de generación VRES óptimo.

Existen estudios como por ejemplo [38,39,41,42] basados en la metodología MSIC tiene como principal objetivo analizar cuál es el mix óptimo de generación VRES para ciertos sistemas eléctricos de potencia en escenarios futuros. Estos estudios incluyen dentro del modelo MSIC la definición de los parámetros  $A$  y  $Y$ . En los estudios citados, estos parámetros se utilizan para caracterizar la generación VRES compuesta por generación eólica y FV.

#### - Parámetro ( $A$ )

El parámetro  $A$  definido en la expresión (8.3) representa la fracción que representa la energía eólica generada en el conjunto total de la generación formada por eólica y FV. En este caso,  $W(t)$ ,  $S(t)$  y  $L(t)$  son las series temporales normalizadas definidas en (4.3)

$$A = \frac{W(t)}{S(t) + W(t)} \quad (8.3)$$

#### - Parámetro ( $Y$ )

El parámetro  $Y$  definido en la expresión (8.4) representa la fracción de energía generada por las VRES (en este caso eólica y FV) y la energía total consumida por la carga en un periodo de tiempo determinado. El uso de este parámetro permite conocer la penetración renovable en el sistema eléctrico. En este capítulo, a diferencia del Capítulo 8Capítulo 7, la penetración se expresa en término de energía ya que el modelo MSIC trabaja en términos de energía. En este caso,  $W(t)$ ,  $S(t)$  y  $L(t)$  son las series temporales normalizadas definidas en (4.3)

$$Y = \frac{S(t) + W(t)}{L(t)} \quad (8.4)$$

Una vez definidos los parámetros  $A$  y  $Y$ , la ecuación de desajuste normalizada (4.4) se puede reescribir teniendo en cuenta las fracciones que representan dichos parámetros. La expresión (8.5) caracteriza el desajuste redefinido.

$$\Delta'_{VRES}(t) = Y [A \cdot W(t) + (1 - A) S(t)] - L(t) \quad (8.5)$$

La representación del desajuste bajo la ecuación (8.5) es ampliamente utilizada en los estudios basados en reglas heurísticas [38–42] permitiendo caracterizar de manera simple la generación basada en VRES.

## 8.3 Resultados

### 8.3.1 Sistema eléctrico base. Escenario 0

Para el escenario 0, la Figura 8.2 muestra la energía de respaldo anual en función de la penetración VRES ( $Y$ ) y la fracción eólica ( $A$ ). La línea roja representa el valor  $A$  óptimo que minimiza la energía de respaldo para cada  $Y$ . El eje horizontal de la Figura 8.2 puede leerse como una evolución de pseudo-tiempo, ya que representa una creciente penetración de VRES

en el sistema de potencia. Los resultados informan que se logra una energía de respaldo mínima cuando hay una alta participación eólica ( $A$ ) para una alta penetración renovable. En ausencia de almacenamiento, el aumento de la contribución solar requerirá una importante generación de respaldo durante las noches.

Este escenario 0, donde solo se considera la generación solar y eólica, se utiliza como referencia para evaluar los requisitos teóricos de almacenamiento que necesitaría el sistema para aprovechar toda la energía eólica y FV generada. Instalar una alta potencia eólica y FV genera periodos en los que la generación es superior a la energía requerida por la demanda. La Figura 8.3 muestra la capacidad de almacenamiento en términos de energía y potencia suponiendo un almacenamiento ideal, es decir, sin pérdidas de energía (eficiencia de carga / descarga = 1). Por ejemplo, el suministro de energía anual de 100 TWh eólicos y 100 TWh FV ( $A = 0.5$ ,  $Y = 0.79$ ) necesita un almacenamiento con aproximadamente 730 GWh de capacidad y 40 GW de potencia. Ese almacenamiento es suficiente para evitar el vertido de energía VRES en la configuración de ese sistema. Aun así, el sistema necesita una generación de respaldo adicional equivalente a 0.21  $Y$  de la energía anual demandada para abastecer la demanda a cada hora.

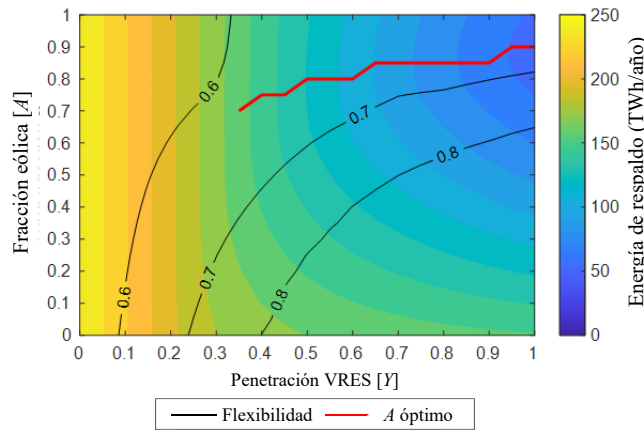


Figura 8.2. Mapa de colores que muestra la energía de reserva anual  $E_B$  para el escenario 0 en función de  $Y$  como expresión de la penetración VRES junto con la fracción eólica  $A$  para el año 2016 en España. La línea roja representa la  $A$  óptima, que minimiza la  $E_B$  por cada  $Y$ . Las líneas negras representan el índice de flexibilidad  $f$  del sistema en función de  $Y$  y  $A$ .

Como se muestra en la Figura 8.3, un sistema de energía con alta penetración solar requiere almacenamiento con alta capacidad de potencia y menor capacidad de energía en comparación con un sistema de energía con alta penetración eólica. Por un lado, la alta penetración de la energía solar necesita almacenamiento a corto plazo debido a la fluctuación diaria de la generación solar [46]. Por otro lado, la generación eólica fluctúa con frecuencias más bajas y, por lo tanto, requiere almacenamiento a largo plazo.

La capacidad de potencia más alta requerida en el almacenamiento es mayor que 80 GW. Este valor se obtiene cuando la generación de energía se compone completamente de energía solar. El valor obtenido es claramente superior a la demanda máxima en España, que ronda los 40 GW. Dado que el valor teórico de la capacidad de potencia en el almacenamiento se calcula con el valor máximo que ocurre en la serie de desajustes positivos ( $\Delta_+$ ), es razonable descartarlo debido a su baja frecuencia temporal durante el año. Para obtener un valor adecuado, la capacidad de energía de almacenamiento podría diseñarse para ser capaz de adaptarse al 99% de los valores de energía que ocurren en la parte positiva de la serie de desajuste, de la misma forma que se realiza en [41]. Como se ha comentado, la parte positiva del desajuste es la parte correspondiente a la generación excedente.

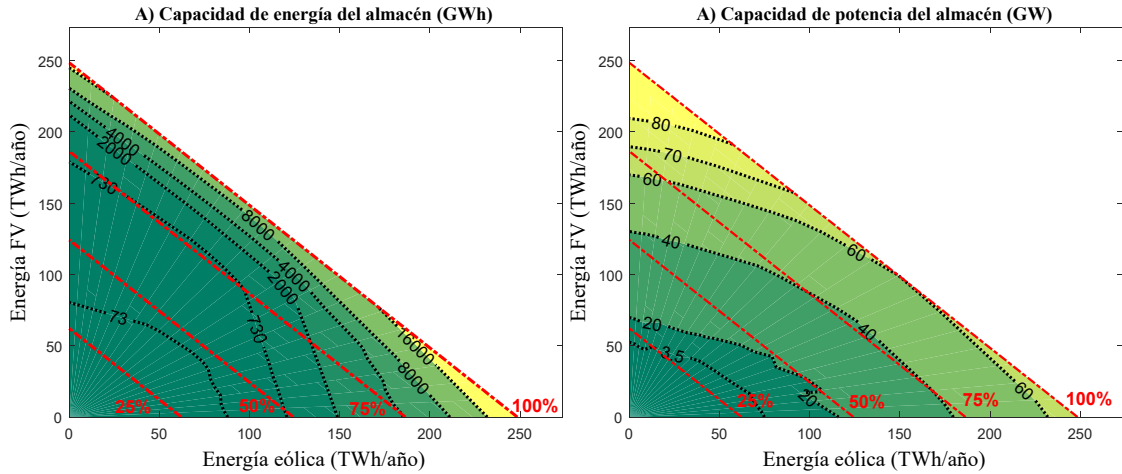


Figura 8.3. Mapas de colores de la capacidad de energía en GWh (A) y la capacidad de potencia en GW (B) del almacenamiento ideal (sin pérdidas) para equilibrar las series temporales de desajuste en el escenario 0 sin generación de respaldo. En ambas figuras, los valores se representan en función de la generación solar y eólica. Las líneas punteadas diagonales representan la penetración de VRES en función de la demanda anual total de electricidad.

La Figura 8.2 también muestra el índice de flexibilidad  $f$  de cada uno de los puntos calculados en el mapa de color el cual ha sido calculado con la (2.11). EL valor  $f$  aumenta con  $Y$  pero disminuye con  $A$ , lo que indica que el patrón de generación diurna de la energía solar FV tiene un mayor impacto en los requisitos de flexibilidad que las fluctuaciones horarias en la generación eólica. Esta afirmación está de acuerdo con lo expuesto en [108].

### 8.3.2 Análisis de flexibilidad y energía de respaldo. Escenarios 1, 2 y 3.

La Figura 8.4, al igual que la Figura 8.2, muestra la energía de respaldo anual requerida para los escenarios 1, 2 y 3 aplicando las dos estrategias de gestión del almacenamiento descritas. En cada escenario, los valores anuales de energía de respaldo representados en el mapa de colores son iguales independientemente de la estrategia utilizada. La línea roja, que representa el valor mínimo de la energía de respaldo anual para cada nivel de penetración  $Y$ , se mueve de valores altos de  $A$  (sistemas dominados por el viento) a valores más bajos (sistemas dominados por el sol) cuando se incluyen tecnologías gestionables en el sistema. En particular, el escenario 3 muestra los valores de  $A$  más bajos lo que indica que el almacenamiento representado por las baterías permite equilibrar más la generación solar.

Los requisitos de flexibilidad, representados por las líneas de nivel negras, varían dependiendo de la estrategia utilizada en el almacenamiento y el escenario de análisis. Los sistemas que incluyen un mayor número de tecnologías gestionables influyen en el requisito de flexibilidad volviéndose éste más alto. El motivo de este comportamiento es que a mayor número de tecnologías gestionables, mayor participación solar y, por tanto, mayor salto en la potencia característico de la energía solar en horas de salida y puesta de sol. En cuanto a la distinción entre estrategias, la estrategia de alisado genera líneas de nivel de flexibilidad más cercanas, lo que significa variaciones más abruptas a medida que aumenta  $Y$ . Este efecto se agrava cuando se incorpora almacenamiento de alta capacidad de energía. Tener variaciones de flexibilidad altas podría afectar la composición óptima de la flota de respaldo a medida que se integran VRES.

La composición VRES también afecta la flexibilidad requerida. La Figura 8.4 muestra cómo los sistemas solares dominantes tienen un mayor requisito de flexibilidad. Esto ya se identificó en [108]. Para analizar este efecto, la Figura 8.5 representa las rampas de dos sistemas con diferentes composiciones VRES: 100% eólica y 100% solar. Las rampas se definen como el cambio en dos horas consecutivas. Las rampas en un sistema solar dominante son más altas pero también más fáciles de predecir, ya que son causadas por puestas de sol y amaneceres.

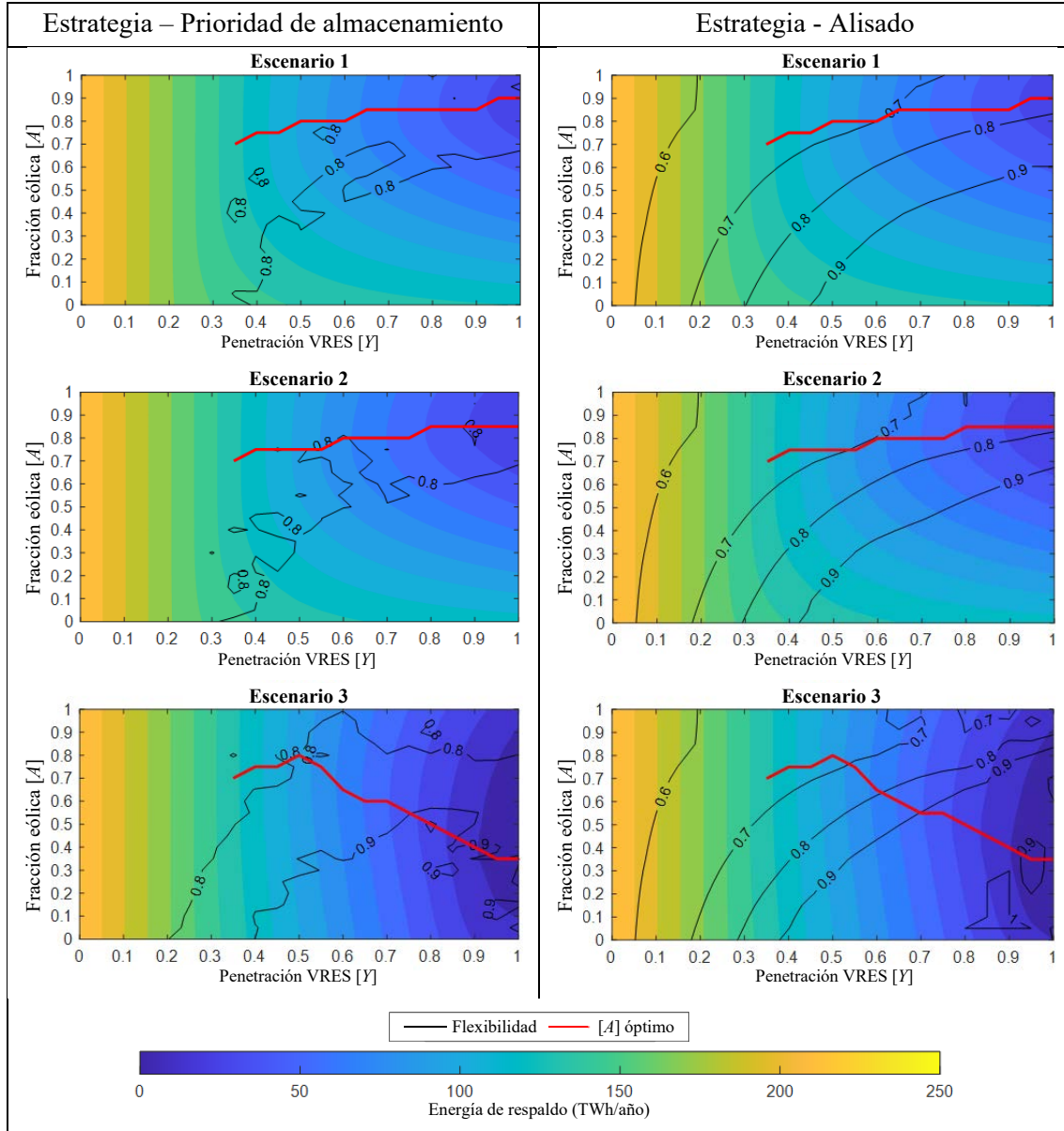


Figura 8.4. Mapa de colores que muestra la energía de reserva anual  $E_B$  para los escenarios 1, 2 y 3 en función de  $Y$  como expresión de la penetración VRES junto con la fracción eólica  $A$  para el año 2016 en España. La línea roja representa la  $A$  óptima, que minimiza la  $E_B$  por cada  $Y$ . Las líneas negras representan el índice de flexibilidad  $f$  del sistema en función de  $Y$  y  $A$ .

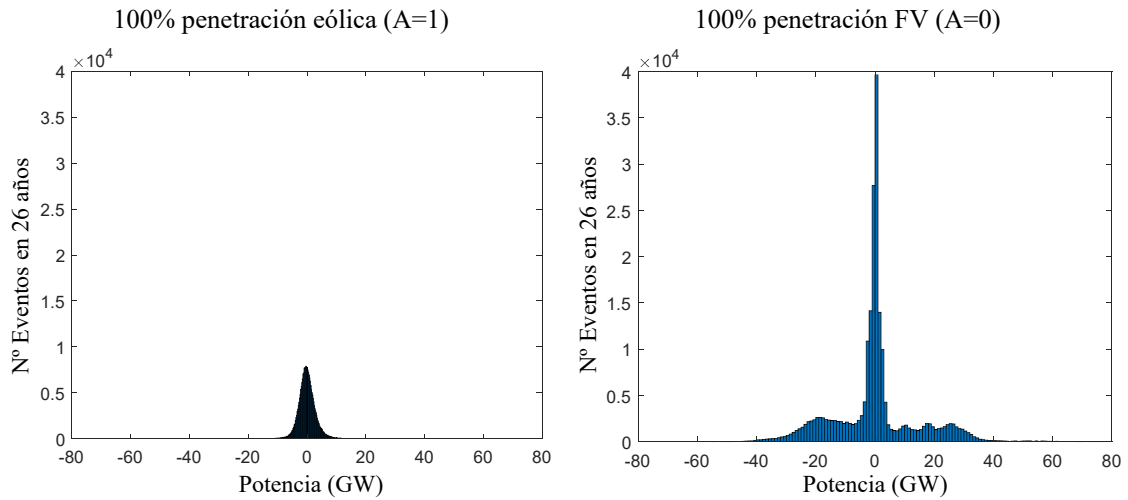


Figura 8.5. Histograma de las rampas de potencia generadas en el escenario 0 para dos tipos de configuraciones de sistema eléctrico diferentes ( $A=0$  y  $A=1$ ). Ambas figuras se representan para un valor de  $Y = 1$ .

### 8.3.3 Requisitos de la generación de respaldo

La Tabla 8.2 resume los resultados específicos para todos los escenarios y estrategias. Todos los casos imponen que la energía generada por VRES más el almacenamiento e hidroeléctrica debe ser igual, en promedio, a la demanda de energía durante el año. Esto último implica que la energía de exceso en el sistema y la energía de defecto son iguales. Para el escenario 0, esto es equivalente a establecer  $Y = 1$ . Para el Escenario 1,  $Y$  es menor que 1 porque la generación hidráulica de embalse no está incluida en la definición de  $Y$ . Los escenarios 2 y 3 requieren valores de  $Y$  más altos que el Escenario 1 porque la eficiencia de las tecnologías de almacenamiento es inferior a uno compensándose con una mayor generación de VRES. Cabe señalar que, debido a la presencia de almacenamiento, los escenarios 2 y 3 pueden suministrar un mayor porcentaje de demanda con energía VRES, en comparación con el escenario 1. Con respecto a la proporción de eólica y solar FV, la Tabla 8.2 y la Figura 8.4 muestran cómo aumenta la penetración solar (se reduce el  $A$  óptimo) cuando se agregan tecnologías gestionables, ya que contribuyen a equilibrar el patrón de generación diurna de la energía solar FV. La penetración solar se beneficia particularmente cuando se usa almacenamiento de ciclo corto, como se mostró anteriormente [40,46].

Con respecto a los resultados de la estrategia prioridad de almacenamiento, se muestra cómo la energía de respaldo anual disminuye a medida que se agregan las tecnologías gestionables.  $E_b$  Pasa de 55 TWh en el Escenario 0 a 6 TWh en el Escenario 3. El porcentaje de la demanda anual de energía (252 TWh) cubierta con VRES, almacenamiento e hidroeléctrica, aumenta de 78.2% a 97.6%. Para verificar que la operación del embalse hidroeléctrico sea compatible con las tendencias históricas, las Figura 8.6 y Figura 8.7 muestran la generación hidráulica y el nivel de llenado de los embalses hidroeléctricos, respectivamente. Los escenarios 1 y 2 son muy similares, porque la capacidad de energía proporcionada por el bombeo es pequeña, y el embalse hidráulico se asemeja a la operación histórica. En el Escenario 3, la presencia de baterías operadas también con una estrategia de prioridad de almacenamiento, junto con una generación VRES con dominación solar, reduce la energía producida por el embalse hidroeléctrico de febrero a junio, que históricamente es un período con alta producción hidráulica. En consecuencia, el nivel de llenado alcanza valores más altos en esos meses, pero sigue siendo inferior a la capacidad de energía máxima de los depósitos.

Tabla 8.2. Características del sistema de potencia para diferentes escenarios y estrategias de despacho de almacenamiento. Las dos primeras columnas se refieren a la generación de respaldo para garantizar la demanda por hora. Cada valor se representa mediante el valor promedio junto con la desviación estándar para los 26 años considerados.

Estrategia 1. Prioridad de almacenamiento						
	Potencia Respaldo [GW]	Energía de respaldo [TWh]	Demanda cubierta por VRES + hidráulica [%]	Flexibilidad	Y	A
Escenario 0	33±2	55±4	78.2 %	0.68±0.03	1.00±0.00	0.85±0.05
Escenario 1	33±2	42±5	83.3%	0.77±0.04	0.91±0.03	0.84±0.05
Escenario 2	33±2	36±5	85.7%	0.76±0.04	0.92±0.03	0.81±0.05
Escenario 3	27±8	6±2	97.6%	0.90±0.04	1.01±0.02	0.36±0.07

Estrategia 2. Alisado						
	Potencia Respaldo [GW]	Energía de respaldo [TWh]	Demanda cubierta por VRES + hidráulica [%]	Flexibilidad	Y	A
Escenario 0	33±3	55±4	78.2 %	0.68±0.03	1.00±0.00	0.85±0.05
Escenario 1	20±1	42±5	83.3%	0.77±0.05	0.91±0.03	0.84±0.05
Escenario 2	19±1	36±5	85.7%	0.78±0.06	0.92±0.03	0.81±0.05
Escenario 3	12±3	4±2	98.4%	0.93±0.08	0.99±0.03	0.33±0.07

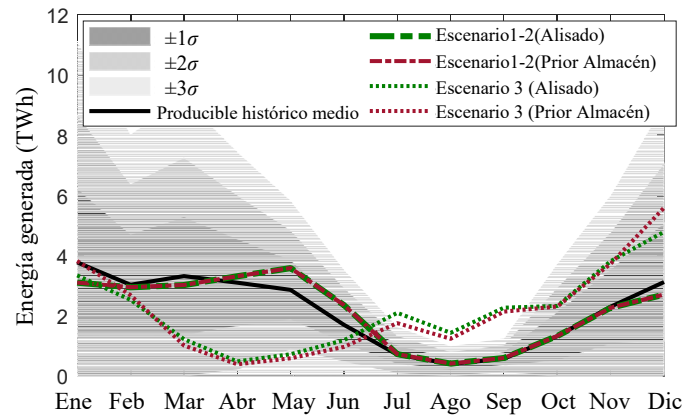


Figura 8.6. Energía generada por el embalse hidráulico para los escenarios 1, 2 y 3 bajo las dos estrategias. La línea negra representa la entrada de energía mensual promedio de 26 años para las centrales hidroeléctricas de embalse. La desviación en los datos históricos se indica mediante las áreas grises.

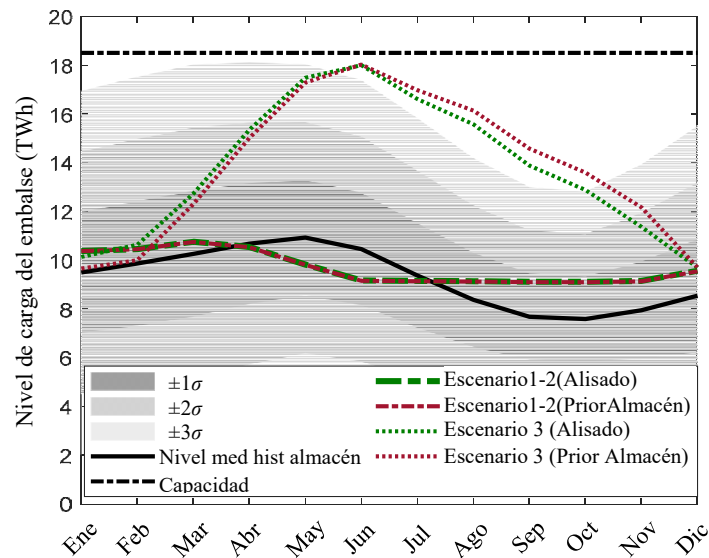


Figura 8.7. Nivel de llenado de los embalses hidráulicos para los escenarios 1, 2 y 3 bajo las dos estrategias de almacenamiento. La línea negra representa el nivel de llenado histórico promedio de los embalses de los últimos 26 años. Las áreas grises representan la desviación del nivel de los embalses durante los 26 años considerados.

Usando la estrategia de alisado, los resultados para el despacho hidroeléctrico son similares. Los escenarios 1 y 2 están dentro del rango de valores históricos para cada mes, mientras que para el escenario 3, el nivel de llenado de los embalses hidroeléctricos es alto en los meses de primavera-verano, aunque nunca rebasa la capacidad de energía del embalse.

Las estrategias de gestión de los almacenamientos descritas representan dos comportamientos extremos. La estrategia de prioridad de almacenamiento podría verse como sencilla, ya que supone que el operador del recurso hidráulico no conoce el estado del sistema en horas sucesivas, mientras que la estrategia de alisado podría ser demasiado optimista ya que supone una previsión perfecta para todo el mes. En principio, las centrales hidroeléctricas de los embalses españoles operan en algún punto entre las dos estrategias.

El parámetro de la tabla 2 que mayor diferencia presenta cuando se comparan las dos estrategias utilizadas es la potencia requerida en la generación de respaldo. Particularizando el análisis al escenario 2, ya que se asemeja a la situación actual del sistema de energía español (2018), la potencia  $C_b$  tiene un valor de 33 GW para la estrategia prioridad de almacenamiento y 19 GW para la estrategia de alisado. Dado que la capacidad instalada actual de CCGT en España es de 26,4 GW [95], el funcionamiento adecuado de las centrales hidroeléctricas, PHS y CCGT existentes debería ser capaz de lograr una penetración VRES significativamente grande en el sistema.

La Tabla 8.2 también proporciona el índice de flexibilidad para la carga residual en cada escenario evaluado. A medida que se incorporan tecnologías gestionables en el sistema, aumenta la penetración solar óptima, y también lo hace el índice de flexibilidad. Según se aproxima el valor de flexibilidad a 1, el sistema requiere en la generación de respaldo mayor número de centrales rápidas que puedan suministrar los cambios de potencia que aparecen en la demanda. Entre estrategias, los valores de índice de flexibilidad apenas presentan una variación muy importante salvo en el escenario 3. En este escenario, la variación es motivo de la mayor integración solar para la estrategia de alisado.

### 8.3.3.1 Composición de la generación de respaldo

Una vez que se estima la flexibilidad requerida por la demanda residual en cada escenario, la pregunta restante es qué tipo de unidades de potencia se necesitan en la flota de generación de respaldo para suministrar la carga residual con la flexibilidad requerida. Para responder a esta pregunta, se emplea el problema de optimización descrito en el capítulo 2 para determinar la composición de la generación de respaldo. Existen muchos tipos de unidades de potencia con diferentes características de coste y flexibilidad. Por esta razón, el problema de optimización se define en función de la relación del coste de operación  $\varsigma$  y la relación de flexibilidad  $\tau$  de dos tipos de unidades de potencia: unidades rápidas y unidades lentas.

$$\varsigma = \frac{c_{\text{Oper\_slow\_unit}}}{c_{\text{Oper\_fast\_unit}}} \quad \tau = \frac{f_{\text{slow\_unit}}}{f_{\text{fast\_unit}}} \quad (8.6)$$

La Figura 8.8 muestra el coste sombra, que se obtiene mediante la variable dual Karush-Kuhn-Tucker de la restricción de flexibilidad, para el escenario 2 bajo la estrategia de alisado. Las cifras equivalentes para otros escenarios y estrategias de almacenamiento se proporcionan en la Figura 8.9. El coste sombra representa el coste marginal de cubrir una cantidad incremental de flexibilidad, es decir, proporciona una indicación del impacto de la restricción de flexibilidad en el coste de la generación de respaldo. Por ejemplo, cuando se supone que la

unidad de potencia rápida es una central eléctrica CCGT con  $f^{fast\ unit} = 0.8$  ( $\bar{P}=100\%$ ,  $\underline{P}=20\%$ ,  $\bar{R} = \underline{R} = 80\%/h$ ) y  $c^{OPER\ fast\ unit} = 57.5\ €/MWh$ , y cuando se supone que la unidad lenta es una central nuclear con  $f^{slow\ unit} = 0.2$  ( $\bar{P}=100\%$ ,  $\underline{P}=80\%$ ,  $\bar{R} = \underline{R} = 20\%/h$ ) con  $c^{OPER\ slow\ unit} = 20\ €/MWh$ , se obtienen unos valores de  $\zeta = 0.35$  y  $\tau = 0.25$  dibujados con un punto rojo en la Figura 8.8. Esto da como resultado un coste sombra de flexibilidad de 0.23 M €.

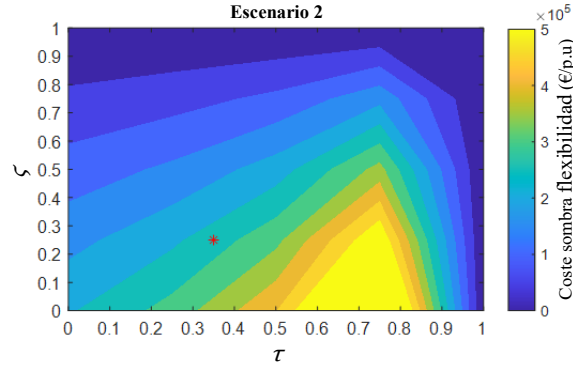


Figura 8.8. Coste sombra asociado a la restricción de flexibilidad en función de  $\zeta$  y  $\tau$  en el Escenario 2 con la estrategia de alisado.  $\zeta$  y  $\tau$  son las relaciones entre los costes operativos y la flexibilidad, respectivamente, para los dos tipos de unidades de generación consideradas. La estrella roja representa los valores  $\zeta$  y  $\tau$  para el caso de ejemplo discutido en el texto.

Sin embargo, es interesante puntualizar que la Figura 8.8 representa valores cero o próximo a cero para el coste sombra para algunas combinaciones  $\zeta$  y  $\tau$ . Este hecho significa que para tales combinaciones, es decir, cuando las unidades lentas y rápidas tienen características de flexibilidad y coste parecidos, la restricción de flexibilidad no es vinculante pudiéndose relajar al seleccionar el conjunto óptimo de generación de respaldo.

Esa razón detrás de este comportamiento está relacionada con el hecho de que las características de coste para unidades rápidas y lentas son opuestas. Las unidades lentas tienen un alto coste de capital y un bajo coste de operación. Las unidades rápidas tienen un bajo coste capital mientras que su coste operativo es alto. En consecuencia, las plantas de energía lenta se ven favorecidas económicamente cuando la capacidad de energía instalada se usa durante muchas horas, es decir, para desempeñar el papel de unidades de generación base. Por el contrario, las unidades rápidas se ven favorecidas económicamente cuando la capacidad instalada se usa un número bajo de horas, es decir, cuando estas unidades desempeñan el papel de unidades de generación pico. Según la Figura 8.10, el aplanamiento de la carga residual (carga a suministrar por la generación de respaldo) producido por la estrategia de alisado incentiva la instalación de unidades lentas. Cuando la generación de respaldo incluye una gran cantidad de unidades lentas, para cumplir con la restricción de flexibilidad, la generación de respaldo se ve obligada a integrar unidades rápidas que otorgan flexibilidad y, en consecuencia, aumenta el coste sombra de la flexibilidad. Bajo la estrategia de prioridad de almacenamiento, las unidades rápidas se seleccionan para proporcionar carga residual porque son económicamente favorables. Esto cumple casi automáticamente la restricción de flexibilidad traducándose en un menor coste sombra de flexibilidad.



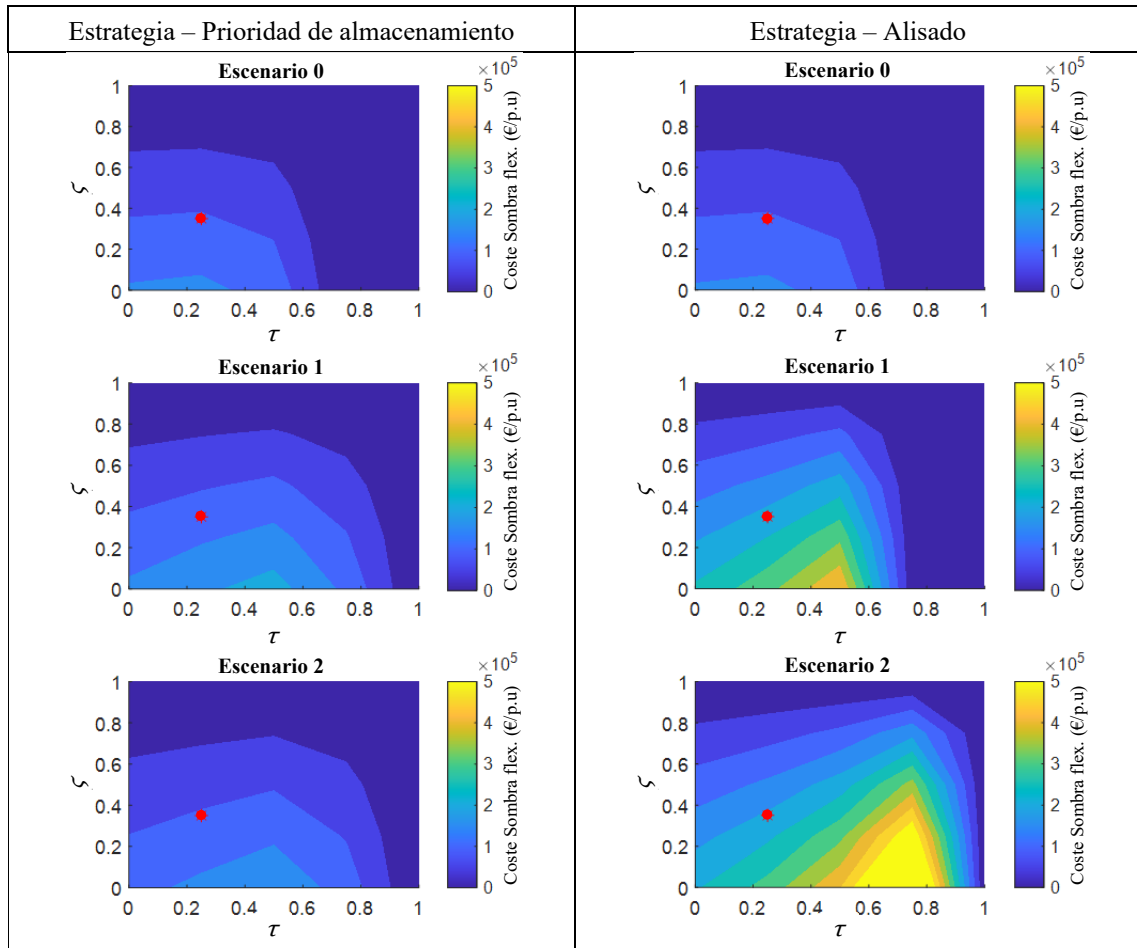


Figura 8.9. Coste sombra asociado a la restricción de flexibilidad en función de  $\zeta$  y  $\tau$  en el Escenario 0,1 y 2 con la estrategia de alisado.  $\zeta$  y  $\tau$  son las relaciones entre los costes operativos y la flexibilidad, respectivamente, para los dos tipos de unidades de generación consideradas. La estrella roja representa los valores  $\zeta$  y  $\tau$  para el caso de ejemplo discutido en el texto.

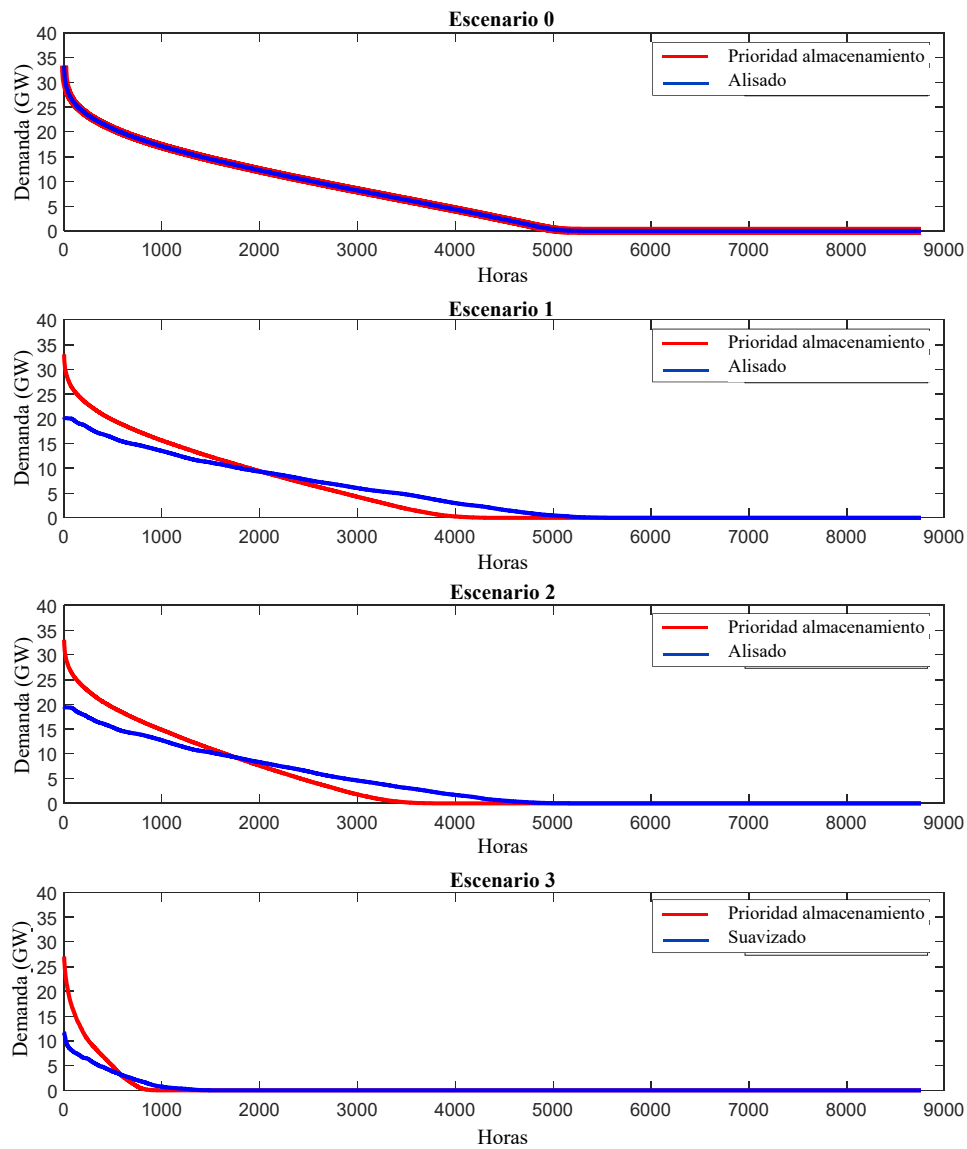


Figura 8.10. Curvas de duración de la carga residual promedio para los 26 años considerados aplicando ambas estrategias de gestión de los almacenamientos.

#### 8.4 Conclusiones

La metodología MSIC se ha aplicado al sistema eléctrico español para investigar acerca de los requisitos para la generación de respaldo bajo diferentes penetraciones de energía eólica, solar e hidroeléctrica. Para altas penetraciones renovables, una mayor relación eólico/solar se traduce en una menor energía de respaldo requerida para asegurar el suministro por hora. Esto es cierto siempre y cuando estén disponibles grandes capacidades de almacenamiento de alta eficiencia a corto plazo para compensar las fluctuaciones diarias en la generación solar. En la práctica, esto significa que es necesario el despliegue de baterías eléctricas, ya sea estáticas o en vehículos eléctricos, o la extensión del almacenamiento mediante bombeo hidráulico para permitir altas penetraciones solares en la red. Además de reducir la energía de respaldo requerida, el aumento del almacenamiento permitiría reducir los vertidos de energía procedente de las renovables.

La estrategia de despacho de almacenamiento de alisado reduce la capacidad de potencia de respaldo requerida. Esto tiene una fuerte implicación práctica para el sistema eléctrico español. La capacidad de energía CCGT actual sería suficiente para equilibrar un sistema en el que la suma de la generación eólica, solar e hidráulica es, en promedio, igual a la demanda de electricidad, incluso teniendo en cuenta la variabilidad climática interanual. Finalmente, se ha observado que la flexibilidad requerida para la generación de respaldo aumenta con la penetración solar porque su variación de potencia en el tiempo, aun siendo muy predecible, es muy significativa debido a amaneceres y puestas de sol. Esto hecho induce rampas más altas y aumenta la exigencia en la generación de respaldo. En cambio, las fluctuaciones eólicas entre horas son mucho menores aunque su incertidumbre es bastante más acusada.



## Parte V

### CONCLUSIONES GLOBALES DE LA TESIS DOCTORAL



## Capítulo 9.

### Conclusiones

---

#### ÍNDICE DE CONTENIDOS

9.1 Conclusiones .....	113
9.2 Contribuciones .....	114
9.3 Trabajos futuros .....	115

---

#### 9.1 Conclusiones

A partir de los estudios realizados en los capítulos 6, 7 y 8, se obtienen las conclusiones globales del trabajo realizado.

- Las diferentes configuraciones de sistemas eléctricos que se proponen en escenarios futuros hacen uso de las tecnologías eólica y fotovoltaica como principales motores para conseguir los objetivos marcados por directivas europeas y españolas contra el cambio climático. Estas configuraciones de sistemas pueden ofrecer diferentes respuestas en términos de fiabilidad
- La combinación de la tecnología eólica y FV, las cuales poseen diferentes características de coste de generación y de disponibilidad de recurso, es clave para poder conseguir un sistema 100% renovable, con un determinado nivel de fiabilidad. Por un lado, la consecución del requisito de adecuación de un sistema eléctrico se consigue mediante la instalación redundante de potencia eólica y potencia FV minimizando el uso de generación de respaldo sin incurrir en un sobre coste elevado. La instalación de capacidad redundante será mayor o menor dependiendo del factor de capacidad de cada tecnología, 0,24 y 0,19 para la eólica y FV respectivamente. Por otro lado, la instalación de sobrecapacidad en tecnologías no flexibles como es la eólica y FV puede llevar a la aparición de problemas de flexibilidad en los sistemas. Este problema, a su vez, lleva a tomar dos decisiones: instalar mayor potencia de respaldo flexible o verter grandes cantidades de energía para recuperar la flexibilidad en el sistema. Por ello, es importante tener en cuenta el compromiso entre flexibilidad, adecuación y coste.

- La eliminación del 100% de la generación térmica convencional, que está compuesta principalmente por carbón, ciclo combinado y nuclear, es complicada. Esta generación, cuyo papel futuro claramente será el de generación de respaldo, permite compensar la variabilidad y la intermitencia de las VRES del sistema.
- La generación hidráulica, tanto de embalse como de bombeo, tienen un papel crítico para la integración renovable en España. La capacidad instalada actualmente compuesta por 17 GW hidráulicos de embalse y 3,5 GW de bombeo (sin contar el bombeo mixto) en España permite llegar a cubrir más del 80% de la demanda con energía 100% renovable permitiendo que el sistema sea flexible. Estos resultados dependen de la estrategia de gestión utilizada. Esta generación debe ser objeto de estudio en tanto que su papel (estrategia de gestión) debe cambiar con respecto a la actual, el cual es el de servir como herramienta de casación de la generación térmica convencional
- La combinación de las dos anteriores conclusiones afecta a qué tecnología de respaldo debe ser la más importante. Visto de otra forma se puede analizar cómo debe ser el desmantelamiento de la actual generación térmica convencional en caso de existir exceso de generación que a su vez provoque sobre coste. Como se ha observado, se puede dar prioridad a generación rápida o generación lenta dependiendo de las estrategias que se utilicen en la gestión hidráulica.
- En relación al análisis entre las diferencias del crédito de capacidad y valor de capacidad. Ambos son válidos para poder conocer cómo se integra la generación renovable en el sistema eléctrico. Aun así, la información que ofrece el crédito de capacidad es más completa al considerar todos los periodos de estudio. Este hecho toma más importancia al aumentar la integración renovable ya que la incertidumbre asociada aumenta. Por consiguiente, la elección de la hora o conjunto de horas más desfavorables, como se realiza en el valor de capacidad, puede aportar cierta incertidumbre.
- Los resultados de crédito de capacidad para la generación eólica, FV y STE informan que la contribución a la adecuación es bastante baja en términos generales. A pesar del gran aporte de capacidad, la fiabilidad del sistema eléctrico español apenas sufre variación.

## 9.2 Contribuciones

Una vez comentadas las conclusiones obtenidas en este trabajo, las principales contribuciones aportadas al actual estado del arte son las siguientes:

- En primer lugar se desarrolla una nueva metodología que permite evaluar la flexibilidad de los sistemas eléctricos cuando integran diferentes capacidades de potencia de diferentes tecnologías. A su vez, esta misma metodología integra el modelado de tecnologías gestionables y almacenamiento energético con el fin de poder evaluar su contribución a la fiabilidad.



- En segundo lugar se evalúa la contribución a la fiabilidad de la tecnología eólica, FV y STE para el caso español tanto en la actualidad como en la situación futura que se prevén.
- En tercer lugar se establece la definición y comparación de las diferentes terminologías para el estudio de la contribución a la fiabilidad de una unidad de generación. Se analizan las definiciones de crédito de capacidad y valor de capacidad a través de casos de estudio.
- Por último se analiza el efecto que tiene sobre el crédito de capacidad de la tecnología STE cuando se realizan diferentes gestiones del almacenamiento térmico que poseen dichas centrales

### 9.3 *Trabajos futuros*

A partir de los resultados obtenidos y de las conclusiones desarrolladas durante el desarrollo de la tesis doctoral, se plantean diferentes líneas de trabajo futuro:

- Explorar la posibilidad de agregar al estudio de flexibilidad desarrollado en el Capítulo 9 una relación de costes que permita modificar las líneas óptimas de fracción solar. Este camino debe estar respaldado por un análisis de sensibilidad a costes ya que puede influir de manera muy importante en la solución. Si es así, los costes asignados a cada tecnología deben estar respaldados por un estudio minucioso.
- Realizar el mismo estudio al realizado en el Capítulo 9 con un estudio más realista de la capacidad futura de almacenamiento. La previsión de futuro del almacenamiento estará muy influenciada por la tipología de tecnología que se puede imponer así como el uso del mismo. Una vez estimadas la capacidades y potencias del almacenamiento futuro, se prosigue realizando de nuevo el estudio para conocer qué capacidad de generación de respaldo puede ser necesaria.
- Agregar al sistema eléctrico español las interconexiones con el sistema europeo. Mediante el modelado de las interconexiones, se puede estudiar cómo puede ser el balance entre la generación y la demanda en conjunto. Este estudio puede arrojar resultados positivos en cuanto a integración renovable. También puede ser beneficioso en términos de fiabilidad ya que permite utilizar energía de otros sistemas en periodos de interrupciones de generación o fallos en el sistema
- Añadir el modelo de gestión de demanda en un caso de estudio similar al realizado en el Capítulo 7 en el que se analice su contribución a la fiabilidad en sistema eléctrico. El estudio se puede complementar con un análisis de sensibilidad para conocer qué tipo de carga influye en mayor medida al aumento de la fiabilidad.
- Desarrollar una representación más compleja de los estudios de fiabilidad en la que intervengan tanto aspectos técnicos como aspectos económicos con el objetivo de integrarlos conjuntamente en un problema de planificación como restricciones adicionales que afecten al resultado.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Commission, 2020 climate & energy package | Climate Action, 2020 Clim. Energy Packag. (2009). [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en) (accessed April 11, 2020).
- [2] Paris Agreement | Climate Action, (2015). [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en) (accessed July 19, 2019).
- [3] D.G. Victor, K. Akimoto, Y. Kaya, M. Yamaguchi, D. Cullenward, C. Hepburn, Prove Paris was more than paper promises, *Nature*. 548 (2017) 25–27. doi:10.1038/548025a.
- [4] J. Rogelj, M. den Elzen, N. Höhne, T. Fransen, H. Fekete, H. Winkler, R. Schaeffer, F. Sha, K. Riahi, M. Meinshausen, Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C, *Nature*. 534 (2016) 631–639. doi:10.1038/nature18307.
- [5] D.J. Wuebbles, D.W. Fahey, K.A. Hibbard, B. DeAngelo, S. Doherty, K. Hayhoe, R. Horton, J.P. Kossin, P.C. Taylor, A.M. Waple, C.P. Yohe, Executive summary. Climate Science Special Report: Fourth National Climate Assessment, Volume I, Washington, DC, 2017. doi:10.7930/J0DJ5CTG.
- [6] Clean energy for all Europeans | Energy, (2016). <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans> (accessed July 19, 2019).
- [7] IRENA, Power system flexibility for the energy transition, 2018. doi:10.13140/RG.2.2.11715.86566.
- [8] NREL, Renewable Electricity Futures Study, U.S. Dep. Energy. 1 (2012) 280. doi:NREL/TP-6A20-52409-1.
- [9] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 | IDAE, (2019). <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030> (accessed July 19, 2019).
- [10] Lazard.com | Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019, (2019). <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019> (accessed February 28, 2020).
- [11] Red Eléctrica España (REE), Informe del sistema eléctrico español 2018, (2018). <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>.
- [12] M. para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, (2021). <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>.
- [13] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability evaluation of power systems, 2nd ed, Plenum Press, New York, 1996.
- [14] P. Systems, R. Subcommittee, P. Systems, E. Committee, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book), 1998. doi:10.1109/IEEESTD.1998.89291.
- [15] R. Billinton, R.N. (Ronald N. Allan, Reliability assessment of large electric power systems, Kluwer Academic, Boston, 1988.
- [16] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment, (2014).

- [17] NERC, Reliability Assessment Guidebook v3.1, Not Publ. (2012).
- [18] R. Billinton, W. Li, Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods, Plenum Press, New York, 1994.
- [19] M. Milligan, Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning ( IVGTF1-2 ), in: 2011. <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51485.pdf> (accessed March 18, 2019).
- [20] T. Gafurov, ADEQUACY OF GENERATION SYSTEM WITH LARGE-SCALE DEPLOYMENT OF SOLAR POWER AND ENERGY STORAGE, 2015. <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/21555> (accessed July 25, 2017).
- [21] A. Ahadi, S.E. Reza, X. Liang, Probabilistic reliability evaluation for power systems with high penetration of renewable power generation, in: Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2017: pp. 464–468. doi:10.1109/ICIT.2017.7913275.
- [22] W. Li, J. Zhou, Probabilistic Reliability Assessment of Power System Operations, Electr. Power Components Syst. 36 (2008) 1102–1114. doi:10.1080/15325000802046868.
- [23] G.I. Samorodov, T.G. Krasilnikova, R.A. Yatsenko, S.M. Zilberman, An analytical method for reliability evaluation of two interconnected power systems, in: 2006 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS, 2006. doi:10.1109/PMAPS.2006.360316.
- [24] North American Electric Reliability Corporation, Reliability Assessment Guidebook, (2012) 81. [https://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Reliability Assessment Subcommittee \(RAS\)/Reliability-Assessment-Guidebook.aspx](https://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Reliability%20Assessment%20Subcommittee%20(RAS)/Reliability-Assessment-Guidebook.aspx) (accessed February 20, 2019).
- [25] L.L. Garver, Effective Load Carrying Capability of Generating Units, IEEE Trans. Power Appar. Syst. PAS-85 (1966) 910–919. doi:10.1109/TPAS.1966.291652.
- [26] J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. O'Malley, S. Mueller, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, S.K. Soonee, Flexibility in 21st Century Power Systems, Golden, CO (United States), 2014. doi:10.2172/1130630.
- [27] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, M. Milligan, The role of energy storage with renewable electricity generation, Energy Storage Issues Appl. (2011) 1–58.
- [28] A. Mills, M. Ahlstrom, M. Brower, A. Ellis, R. George, T. Hoff, B. Kroposki, C. Lenox, N. Miller, J. Stein, Y. Wan, Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System, Electr. J. (2009).
- [29] International Energy Agency, Status of Power System Transformation 2017, OECD, 2017. doi:10.1787/9789264278820-en.
- [30] E. Lannoye, M. Milligan, J. Adams, A. Tuohy, H. Chandler, D. Flynn, M. O'Malley, Integration of variable generation: Capacity value and evaluation of flexibility, IEEE PES Gen. Meet. PES 2010. (2010) 1–6. doi:10.1109/PES.2010.5589889.
- [31] E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, The role of power system flexibility in generation planning Author(s), Power Energy Soc. Gen. Meet. 2011 IEEE. 40 (2011) 1–6. doi:10.1109/PES.2011.6039009.
- [32] E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, Assessment of power system flexibility: A high-level approach, in: 2012: pp. 1–8. doi:10.1109/PESGM.2012.6345435.
- [33] E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, Power system flexibility assessment State of the art, IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. (2012). doi:10.1109/PESGM.2012.6345375.

- [34] E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, Evaluation of Power System Flexibility, *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (2012) 922–931. doi:10.1109/TPWRS.2011.2177280.
- [35] I.H. González, P. Ruiz, A. Sgobbi, W. Nijs, S. Quoilin, A. Zucker, H.U. Heinrichs, V. Silva, T. Koljonen, T. Kober, Addressing flexibility in energy system models, *Jt. Res. Centre, Westerduingweg.* (2015).
- [36] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D.S. Kirschen, L.F. Ochoa, Exploring the use of flexibility indices in low carbon power systems, *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.* (2012) 1–5. doi:10.1109/ISGTEurope.2012.6465757.
- [37] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D.S. Kirschen, L.F. Ochoa, Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems, *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 4 (2013) 200–209. doi:10.1109/TSTE.2012.2212471.
- [38] D. Heide, L. von Bremen, M. Greiner, C. Hoffmann, M. Speckmann, S. Bofinger, Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, *Renew. Energy.* 35 (2010) 2483–2489. doi:10.1016/j.renene.2010.03.012.
- [39] D. Heide, M. Greiner, L. von Bremen, C. Hoffmann, Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation, *Renew. Energy.* 36 (2011) 2515–2523. doi:10.1016/j.renene.2011.02.009.
- [40] M.G. Rasmussen, G.B. Andresen, M. Greiner, Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system, *Energy Policy.* 51 (2012) 642–651. doi:10.1016/j.enpol.2012.09.009.
- [41] G.B. Andresen, R.A. Rodriguez, S. Becker, M. Greiner, The potential for arbitrage of wind and solar surplus power in Denmark, *Energy.* 76 (2014) 49–58. doi:10.1016/j.energy.2014.03.033.
- [42] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, T. Vogt, C. Agert, Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage, *Renew. Energy.* 75 (2015) 14–20. doi:10.1016/j.renene.2014.09.028.
- [43] D.P. Schlachtberger, T. Brown, S. Schramm, M. Greiner, The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network, *Energy.* 134 (2017) 469–481. doi:10.1016/j.energy.2017.06.004.
- [44] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm, M. Greiner, Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system, *Energy.* 160 (2018) 720–739. doi:10.1016/j.energy.2018.06.222.
- [45] K. Zhu, M. Victoria, T. Brown, G.B. Andresen, M. Greiner, Impact of CO<sub>2</sub> prices on the design of a highly decarbonised coupled electricity and heating system in Europe, *Appl. Energy.* 236 (2019) 622–634. doi:10.1016/j.apenergy.2018.12.016.
- [46] M. Victoria, K. Zhu, T. Brown, G.B. Andresen, M. Greiner, The role of storage technologies throughout the decarbonisation of the sector-coupled European energy system, *Energy Convers. Manag.* 201 (2019) 111977. doi:10.1016/j.enconman.2019.111977.
- [47] NASA, Prediction of Worldwide Energy Resources (Power), Data Access Viewer. (2018). <https://power.larc.nasa.gov/> (accessed January 17, 2020).
- [48] Ministerio de Agricultura Gobierno de España, Portal Externo &gt; Log In, (2019). <https://eportal.mapama.gob.es/portal/site/eportal/siar/> (accessed June 7, 2018).
- [49] D. Santos-Martin, S. Lemon, SoL – A PV generation model for grid integration analysis in distribution networks, *Sol. Energy.* 120 (2015) 549–564.

- doi:10.1016/j.solener.2015.07.052.
- [50] A.B. Sproul, Derivation of the solar geometric relationships using vector analysis, *Renew. Energy*. 32 (2007) 1187–1205. doi:10.1016/j.renene.2006.05.001.
  - [51] J.R.S. Brownson, *Solar Energy Conversion Systems*, Elsevier Inc., 2013. doi:10.1016/C2011-0-07039-4.
  - [52] LINKE, F., Transmission-Koeffizient und Trubungsfaktor, *Beitr. Phys. At.* 10 (1992) 91–103.
  - [53] J.S. Stein, C.W. Hansen, M.J. Reno, *Global horizontal irradiance clear sky models : implementation and analysis.*, Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States), 2012. doi:10.2172/1039404.
  - [54] R. Perez, P. Ineichen, K. Moore, M. Kmiecik, C. Chain, R. George, F. Vignola, A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation, *Sol. Energy*. 73 (2002) 307–317. doi:10.1016/S0038-092X(02)00122-6.
  - [55] B. Ridley, J. Boland, P. Lauret, Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors, *Renew. Energy*. 35 (2010) 478–483. doi:10.1016/j.renene.2009.07.018.
  - [56] System Advisor Model (SAM), (2016). <https://sam.nrel.gov>.
  - [57] R. Dominguez, L. Baringo, A.J. Conejo, Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant, *Appl. Energy*. 98 (2012) 316–325. doi:10.1016/j.apenergy.2012.03.043.
  - [58] R. Dominguez, A.J. Conejo, M. Carrion, Toward Fully Renewable Electric Energy Systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 30 (2015) 316–326. doi:10.1109/TPWRS.2014.2322909.
  - [59] R. Karki, P. Hu, R. Billinton, A simplified wind power generation model for reliability evaluation, *IEEE Trans. Energy Convers.* 21 (2006) 533–540. doi:10.1109/TEC.2006.874233.
  - [60] R. Billinton, Bagen, C. Y, Y. Cui, Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model, *Transm. Distrib. IEE Proc. - Gener.* 150 (2003) 96–100. doi:10.1049/ip-gtd:20030068.
  - [61] R. Billinton, R. Karki, Y. Gao, D. Huang, P. Hu, W. Wangdee, Adequacy Assessment Considerations in Wind Integrated Power Systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (2012) 2297–2305. doi:10.1109/TPWRS.2012.2205022.
  - [62] A. Sturt, G. Strbac, Times-series modelling for the aggregate Great Britain wind output circa 2030, *IET Renew. Power Gener.* 7 (2013) 36–44. doi:10.1049/iet-rpg.2012.0040.
  - [63] M.R. Chernick, *Bootstrap methods : a guide for practitioners and researchers*, Wiley-Interscience, 2008.
  - [64] R.M. Vogel, A.L. Shallcross, The moving blocks bootstrap versus parametric time series models, *Water Resour. Res.* 32 (1996) 1875–1882. doi:10.1029/96WR00928.
  - [65] C.M.B. de Castro, A.L.M. Marcato, R.C. Souza, I.C. Silva Junior, F.L.C. Oliveira, T. Pulinho, The generation of synthetic inflows via bootstrap to increase the energy efficiency of long-term hydrothermal dispatches, *Electr. Power Syst. Res.* 124 (2015) 33–46. doi:10.1016/j.epsr.2015.02.014.
  - [66] J. Usaola, Synthesis of hourly wind power series using the Moving Block Bootstrap method, in: *2014 Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst.*, IEEE, 2014: pp. 1–6. doi:10.1109/PMAPS.2014.6960602.

- [67] M. Prodanovic, T. Gafurov, J. Usaola, Modelling of energy storage dispatch for generation system adequacy studies, *IET Gener. Transm. Distrib.* 9 (2015) 1801–1810. doi:10.1049/iet-gtd.2014.1091.
- [68] M. Ringel, Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 7 (2003) 485–499. doi:10.1016/S1364-0321(03)00069-8.
- [69] D. Newbery, M.G. Pollitt, R.A. Ritz, W. Strielkowski, Market design for a high-renewables European electricity system, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91 (2018) 695–707. doi:10.1016/j.rser.2018.04.025.
- [70] R. Earle, E.P. Kahn, E. Macan, Measuring the Capacity Impacts of Demand Response, *Electr. J.* 22 (2009) 47–58. doi:10.1016/j.tej.2009.05.014.
- [71] D. Huang, R. Billinton, W. Wangdee, Effects of demand side management on bulk system adequacy evaluation, in: 2010 IEEE 11th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst., IEEE, 2010: pp. 593–598. doi:10.1109/PMAPS.2010.5529011.
- [72] D. Huang, R. Billinton, Effects of load sector demand side management applications in generating capacity adequacy assessment, *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (2012) 335–343. doi:10.1109/TPWRS.2011.2164425.
- [73] H.-G. Kwag, J.-O. Kim, Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer behavior, *Appl. Energy.* 122 (2014) 24–33. doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.068.
- [74] F. Zimmermann, A. Bublitz, D. Keles, J. Dehler, W. Fichtner, An analysis of long-term impacts of demand response on investments in thermal power plants and generation adequacy, *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM.* 2016-July (2016). doi:10.1109/EEM.2016.7521216.
- [75] M. Joung, J. Kim, Assessing demand response and smart metering impacts on long-term electricity market prices and system reliability, *Appl. Energy.* 101 (2013) 441–448. doi:10.1016/j.apenergy.2012.05.009.
- [76] Y. Zhou, P. Mancarella, J. Mutale, Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply, *Sustain. Energy, Grids Networks.* 3 (2015) 12–23. doi:10.1016/j.segan.2015.06.001.
- [77] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, C. Singh, The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, *IEEE Trans. Power Syst.* 14 (1999) 1010–1020. doi:10.1109/59.780914.
- [78] European Network of, Transmission System Operators, for Electricity, Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in 34 European countries European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2018.
- [79] G. Energy, Western Wind and Solar Integration Study: Executive Summary, New York. (2010) 40. doi:10.2172/1037937.
- [80] ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast 2019, 2019. <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/#download> (accessed February 28, 2020).
- [81] T. Gafurov, J. Usaola, PV system model reduction for reliability assessment studies, (2013) 1–5. doi:10.1109/ISGTEurope.2013.6695420.

- [82] M. Ding, Z. Xu, M. Ding, Z. Xu, Empirical Model for Capacity Credit Evaluation of Utility-Scale PV Plant, *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 8 (2017) 94–103. doi:10.1109/TSTE.2016.2584119.
- [83] J. Usaola, Capacity credit of concentrating solar power, *IET Renew. Power Gener.* 7 (2013) 680–688. doi:10.1049/iet-rpg.2012.0295.
- [84] ENTSO-E, Connecting Europe : Electricity ENTSO-E Reports 2018 Committee, (2018). [https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP\\_documents/TYNDP2018/consultation/MainReport/TYNDP2018\\_ExecutiveReport.pdf](https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP2018/consultation/MainReport/TYNDP2018_ExecutiveReport.pdf).
- [85] M. Victoria, G.B. Andresen, Using validated reanalysis data to investigate the impact of the PV system configurations at high penetration levels in European countries, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 27 (2019) 576–592. doi:10.1002/pip.3126.
- [86] P. Tapetado, J. Usaola, Capacity credits of wind and solar generation: The Spanish case, *Renew. Energy.* 143 (2019) 164–175. doi:10.1016/j.renene.2019.04.139.
- [87] P. Tapetado, J. Usaola, Comparison of Different Photovoltaic Models in a Capacity Credit Evaluation, in: *7 Sol. Integr. Work.*, 2017.
- [88] M. Amelin, Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, *IEEE Trans. Power Syst.* 24 (2009) 685–691. doi:10.1109/TPWRS.2009.2016493.
- [89] D. Kavanagh, A. Keane, D. Flynn, Capacity Value of Wave Power, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (2013) 412–420. doi:10.1109/TPWRS.2012.2204907.
- [90] S.H. Madaeni, R. Sioshansi, P. Denholm, The capacity value of solar generation in the Western United States, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.* (2012) 1–8. doi:10.1109/PESGM.2012.6345521.
- [91] S.H. Madaeni, R. Sioshansi, P. Denholm, Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the southwestern united states, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (2013) 1205–1215. doi:10.1109/TPWRS.2012.2207410.
- [92] P. Denholm, M. Hummon, Simulating the Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a Production Cost Model, 2012. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56731.pdf>.
- [93] M. Hummon, P. Denholm, J. Jorgenson, M. Mehos, M. Hummon, P. Denholm, J. Jorgenson, M. Mehos, Modelling Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage for Integration Studies Preprint Modelling Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage for Integration Studies, 3rd Int. Work. Integr. Sol. Power Power Syst. 17436 (2013). [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- [94] North American Electric Reliability Corporation (NERC), Generating Unit Statistical Brochures, (2017). <https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Pages/Reports.aspx> (accessed March 18, 2019).
- [95] Red Eléctrica España (REE), ESIOs, (2017). <https://www.esios.ree.es/es> (accessed August 26, 2017).
- [96] J. Juan, I. Ortega, Reliability analysis for hydrothermal generating systems including the effect of maintenance scheduling, *IEEE Trans. Power Syst.* 12 (1997) 1561–1568. doi:10.1109/59.627859.
- [97] C. González, J. Juan, C. Gonza, Reliability evaluation for hydrothermal generating systems:: Application to the Spanish case, *Reliab. Eng. Syst. Saf.* 64 (1999) 89–97.



doi:10.1016/S0951-8320(98)00055-6.

- [98] C.K. Simoglou, E.A. Bakirtzis, P.N. Biskas, A.G. Bakirtzis, Probabilistic evaluation of the long-term power system resource adequacy: The Greek case, *Energy Policy*. 117 (2018) 295–306. doi:10.1016/j.enpol.2018.02.047.
- [99] M. Victoria, C. Gallego-Castillo, Hourly-resolution analysis of electricity decarbonization in Spain (2017–2030), *Appl. Energy*. 233–234 (2019) 674–690. doi:10.1016/j.apenergy.2018.10.055.
- [100] P. Denholm, M. O’Connell, G. Brinkman, J. Jorgenson, Overgeneration from Solar Energy in California. A Field Guide to the Duck Chart, (2015). doi:10.2172/1226167.
- [101] ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast 2018 Executive summary, (2018) 11. <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/> (accessed March 15, 2019).
- [102] ENTSO-E, MAF 2018 - Joint scenarios data, MAF 2018. (2018). <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/> (accessed May 25, 2020).
- [103] European Commission, Energy, Climate change, Environment | European Commission, (2020). [https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment\\_en](https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment_en) (accessed May 25, 2020).
- [104] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60 (2016) 1634–1653. doi:10.1016/j.rser.2016.02.025.
- [105] E.H. Eriksen, L.J. Schwenk-Nebbe, B. Tranberg, T. Brown, M. Greiner, Optimal heterogeneity in a simplified highly renewable European electricity system, *Energy*. 133 (2017) 913–928. doi:10.1016/j.energy.2017.05.170.
- [106] S. Kozarcenin, H. Liu, G.B. Andresen, 21st Century Climate Change Impacts on Key Properties of a Large-Scale Renewable-Based Electricity System, *Joule*. 3 (2019) 992–1005. doi:10.1016/j.joule.2019.02.001.
- [107] H.C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. Luca de Tena, D. Heide, Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe, *Energy*. 123 (2017) 173–188. doi:10.1016/j.energy.2017.01.115.
- [108] M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher, Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements, *Energy*. 69 (2014) 236–246. doi:10.1016/j.energy.2014.02.109.
- [109] A. Zerrahn, W.P. Schill, C. Kemfert, On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources, *Eur. Econ. Rev.* 108 (2018) 259–279. doi:10.1016/j.eurocorev.2018.07.004.
- [110] M. Victoria, Validated onshore and offshore wind time series for European countries (1979–2017). Methods description, (2019) 1–21. doi:10.5281/zenodo.3245438.